



INFORME  
DE GESTIÓN ANUAL 2013  
ADMINISTRACIÓN SOBERANA DE NUESTRO RECURSO NATURAL



## **INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2013 DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.**

### **COORDINACIÓN**

Dirección Ejecutiva de Presupuesto y Control - Vicepresidencia de Finanzas

### **PRODUCCIÓN**

Gerencia Corporativa de Asuntos Públicos

### **DISEÑO**

FIDES IMAGEN, C.A.

### **FOTOGRAFÍA**

Archivo Fotográfico Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

Archivo Fotográfico PDVSA

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de esta publicación, siempre que sea citada la fuente.  
Este documento es netamente informativo, por lo que no debe ser utilizado para fines legales.

© Petróleos de Venezuela, S.A., Caracas, Venezuela, 2013  
Avenida Libertador, urbanización La Campiña, apartado N° 169,  
Caracas, República Bolivariana de Venezuela, 1050-A  
Teléfonos: + 58-212-7084111

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

Todos los derechos reservados







---

INFORME  
DE GESTIÓN ANUAL 2013  
ADMINISTRACIÓN SOBERANA DE NUESTRO RECURSO NATURAL

---

# ÍNDICE

MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA	12
<b>▶ VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO</b>	
HISTORIA Y DESARROLLO	18
FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA	20
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	22
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	24
GOBIERNO CORPORATIVO	27
Asamblea de Accionistas	28
Junta Directiva	28
Comité Ejecutivo	28
RECURSOS HUMANOS	32
<b>▶ PLAN ESTRATÉGICO</b>	
GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS	38
RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS	40
<b>▶ PRINCIPALES ACTIVIDADES</b>	
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	42
Reservas	44
Exploración	49
Producción	52
Empresas Mixtas	60
GAS	74
Producción y disponibilidad del Gas Natural y LGN	76
Compresión de Gas	80
Transporte, Distribución y Comercialización	81
Proyectos de PDVSA GAS	84
Gas Doméstico	87
REFINACIÓN	88
Capacidad de Refinación	89
Refinación Nacional	93
Refinación Internacional	96
COMERCIO Y SUMINISTRO	102
Exportaciones de Hidrocarburos	105
Mercado Nacional	110
TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS	118
Suministro y Logística	119
Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)	122

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	128
SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL	134
AMBIENTE	134
DESARROLLO SOCIAL	135
PDVSA LA ESTANCIA	137

#### ▶ **CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA**

PETROAMÉRICA	140
PETROCARIBE	144
ACUERDOS DE SUMINISTRO	153

#### ▶ **NUEVOS NEGOCIOS**

PDVSA AGRÍCOLA, S.A.	158
PDVSA INDUSTRIAL, S.A.	160
PDVSA SERVICIOS, S.A.	167
PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.	176
PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.	177

#### ▶ **COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS**

GARANTÍAS	180
CUMPLIMIENTO CON REGULACIONES AMBIENTALES	181

#### ▶ **ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO**

RESUMEN EJECUTIVO	184
APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	186
RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS	189
Resumen Consolidado de Información Financiera	191
Producción	198
Ventas de Petróleo Crudo, sus Productos y Otros	198
Costos y Gastos	198
Activo	199
Patrimonio	200
Pasivo	200
Flujo de Caja	201
Costos y Gastos no Recuperados por Venta de Productos en Venezuela	201
Preparación y Presentación de Estados Financieros	201
Cambios en las Políticas de Contabilidad Significativas	202
GLOSARIO DE TÉRMINOS	204
NOMENCLATURA	206

“ NOSOTROS ESTAMOS  
PREPARÁNDONOS PARA EJERCER  
UNO DE LOS PAPELES QUE  
NOS CORRESPONDE, PRIMERA  
POTENCIA MUNDIAL EN PETRÓLEO  
Y TENEMOS QUE PREPARARNOS  
CON GRANDES PUERTOS,  
GRANDES TANQUEROS, GRANDES  
PROYECTOS Y GENTE MUY  
CAPACITADA, EN ESO ANDAMOS,  
EN ESO ESTAMOS TRABAJANDO  
PERO SIN DESCANSO ”

**HUGO RAFAEL CHÁVEZ FRÍAS**  
COMANDANTE SUPREMO DE LA REVOLUCIÓN BOLIVARIANA  
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA 1999-2013

DISCURSO OFRECIDO CON MOTIVO DE LA ENTREGA DE BONOS  
PETRO-ORINOCO A EX TRABAJADORES DEL ESTADO.  
SALÓN AYACUCHO, PALACIO DE MIRAFLORES  
MARTES, 4 DE SEPTIEMBRE DE 2012







“ PDVSA ES UNA COLUMNA  
CENTRAL DE LA ESTABILIDAD  
ECONÓMICA, DEL FUTURO  
DEL PAÍS, EN ESTA LUCHA  
POR LA INDEPENDENCIA  
QUE ESTAMOS DANDO ”

**NICOLÁS MADURO MOROS**  
**PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA**

DISCURSO EN OCASIÓN DE REUNIÓN CON LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA  
SALÓN SIMÓN BOLÍVAR, SEDE DE PDVSA LA CAMPIÑA.  
MIÉRCOLES, 17 DE ABRIL DE 2013.

EN CUALQUIER CIRCUNSTANCIA SEGUIREMOS TENIENDO PATRIA

# PDVSA ESTÁ COMPROMETIDA CON EL PUEBLO

COMPROMETIDA CON EL LEGADO DEL COMANDANTE CHÁVEZ,  
CON EL PRESIDENTE NICOLÁS MADURO  
Y CON EL CUMPLIMIENTO DE SUS DEBERES FUNDAMENTALES

Venezuela vivió en 2013 uno de los años más difíciles de su historia. El 5 de marzo perdimos físicamente al líder más importante después del Libertador Simón Bolívar: el Comandante Presidente Hugo Rafael Chávez Frías, Líder Supremo de la Revolución Bolivariana, refundador de la República y padre de La Nueva PDVSA. A pocos días de esta tragedia, y en medio de la profunda tristeza que embargó al pueblo venezolano, se convocaron elecciones presidenciales. El pueblo respondió ratificando la confianza en la Revolución Bolivariana y el compromiso para cumplir el legado del Comandante Chávez, bajo la conducción del primer presidente chavista: El Camarada Nicolás Maduro. Los enemigos de la patria intentaron desconocer la voluntad del pueblo y fueron derrotados. No conformes con esto, se profundizó un proceso de sabotaje y guerra económica que buscaba generar las condiciones para desmoralizar al pueblo, derrotar a la revolución en las elecciones municipales, para así justificar acciones orientadas hacia una ruptura del orden cons-

titucional. Fueron derrotados nuevamente. En el marco de las acciones que está ejecutando el Gobierno Bolivariano contra la guerra económica, PDVSA tiene un rol fundamental como principal industria del país. En este sentido, todo el poder que representa la industria petrolera nacional, sus trabajadores, la clase obrera petrolera, su gerencia y Junta Directiva, han dado un paso al frente para ponerse a la vanguardia en estas acciones, y de esta manera seguir avanzando para eliminar los desequilibrios generados por la guerra económica desatada por los enemigos del pueblo venezolano.

No es la primera vez que PDVSA asume un rol protagónico. Los trabajadores petroleros estamos acostumbrados a dar este tipo de batallas y a derrotar a los enemigos de Venezuela. Los trabajadores de esta industria se forjaron en la batalla y derrota contra el sabotaje petrolero de 2002-2003. La clase obrera petrolera y el pueblo venezolano, bajo el liderazgo del Comandante Chávez, hemos sabido cumplir los compromisos históricos de esta era de revolución.

Tras años de lucha liderada por el Comandante Chávez, se logró restablecer la soberanía, gracias a una política petrolera nacional, popular y revolucionaria, que permitió recuperar la renta para ponerla al servicio del pueblo.

Chávez no aró en el mar. Los trabajadores petroleros han sido protagonistas en la defensa inquebrantable del legado del Comandante Chávez. Más de cien mil hombres y mujeres, trabajadores petroleros, hemos jurado lealtad y estamos decididos a hacer cumplir la Ley del Plan de la Patria, defender la Política de Plena Soberanía Petrolera y garantizar el avance del proyecto histórico de la Revolución Bolivariana: Tener una Patria Independiente y Socialista.

Manteniendo esta política, para los próximos años, el esfuerzo se concentra en proteger el valor de nuestro recurso estratégico y asegurar el cumplimiento del programa petrolero contemplado en la Ley del Plan de la Patria. En ese sentido, para alcanzar la meta de producir 6 millones de barriles diarios prevista para 2019, estamos



ejecutando un importante programa de inversiones en el país, que entre 2013 y 2019 supone un total de 257 mil millones de dólares, de los cuales, sólo en 2013, se invirtieron 22 mil 898 millones de dólares. Este monto, se distribuyó principalmente en las áreas de exploración y producción, con 12 mil 750 millones de dólares; refinación comercio y suministro, con 4 mil 342 millones de dólares, y gas, con 2 mil 868 millones de dólares. Debo señalar que el grueso de este plan, apunta al desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, denominada así en homenaje a nuestro Líder Eterno y Supremo, la provincia petrolera con la reserva más grande del mundo, pues allí contamos con 1,43 billones de barriles de petróleo original en sitio. Allí tenemos que levantar la infraestructura necesaria para poder producir, sólo en esa zona, unos 4 millones de barriles diarios para el 2019. Eso incluye la perforación de más de 10 mil pozos, instalación de más de 500 macollas, la construcción de aproximadamente 1 mil 500 km de tuberías para el transporte de

hidrocarburos, así como tres nuevos mejoradores, un conglomerado industrial y 14 nuevas ciudades con todos sus servicios.

Para ello contamos con: gigantescas reservas; recursos financieros; alianzas estratégicas con países hermanos alrededor del mundo, y lo más importante, contamos con una fuerza laboral consciente, en total unidad con el pueblo venezolano, que ha ratificado su compromiso con el legado del Comandante Chávez y con los sueños “por la alborada de un mundo nuevo”, como fue definido por él mismo en la presentación del Plan de la Patria.

### RESULTADOS DEL AÑO 2013

Petróleos de Venezuela mantuvo en 2013 el cumplimiento de sus deberes fundamentales. Los aportes fiscales, es decir, pago de Impuesto sobre la Renta, regalías, impuesto de extracción, dividendos, impuesto superficial e impuesto al registro de exportaciones, ascendieron a 111 mil 072 millones de bolívares. A los programas de inversión social se destinaron 23 mil 341 millones de dó-

lares y las contribuciones al FONDEN ascendieron a 10 mil 418 millones de dólares. Todos estos aportes se pudieron materializar gracias a los excelentes resultados alcanzados en todo el año. Los ingresos totales de la empresa, sumaron 134 mil 326 millones de dólares; la ganancia integral, cerró en 12 mil 907 millones de dólares; los activos se situaron en 231 mil 120 millones de dólares y el patrimonio en 84 mil 486 millones de dólares. Estas cifras demuestran que tenemos una empresa sólida, que seguirá consolidándose como una potencia mundial energética.

RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO  
MINISTRO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO  
Y MINERÍA Y PRESIDENTE DE PDVSA

# ▶ PERFIL DE **PDVSA**

“PDVSA ocupa el quinto lugar entre las principales compañías del mundo porque mantiene una solidez financiera y una enorme expansión en sus actividades de exploración, explotación y refinación de crudo”.

MINISTRO RAFAEL RAMÍREZ

▶ PRIMERA   
EN RESERVAS PROBADAS DE CRUDO  
**298.353** MMBI

▶ SEXTA   
EN RESERVAS PROBADAS  
DE GAS NATURAL  
**197.089** MMMPC

  
▶ EXPORTAMOS  
**2.425** MBD

A NORTEAMÉRICA  
CENTROAMÉRICA  
SURAMÉRICA  
EL CARIBE  
ASIA  
EUROPA  
Y ÁFRICA

▶ FUERZA LABORAL PROPIA 

118.288 PETROLEROS

22.338 NO PETROLEROS

**140.626** TOTAL TRABAJADORES



▶ **SEXTA**  
EN PRODUCCIÓN  
DE LÍQUIDOS  
**3.015 MBD**

PROMEDIOS DE PRODUCCIÓN



CRUDO  
**2.899 MBD**

LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL  
**116 MBD**



GAS NATURAL  
**7.395 MMPCD**

APORTES  
A LA NACIÓN



APORTES FISCALES PETROLEROS  
**MMBs. 111.072**

APORTES AL DESARROLLO SOCIAL  
**MMUS\$ 23.341**

APORTES AL FONDEN  
**MMUS\$ 10.418**

▶ POSICIÓN  
MUNDIAL SEGÚN PIW



**5<sup>ta</sup>** EMPRESA PETROLERA

PIW: Petroleum Intelligence Weekly

▶ **SEXTA**   
EN CAPACIDAD DE REFINACIÓN  
**2.822 MBD**



NACIONAL  
**1.303 MBD**



INTERNACIONAL  
**1.519 MBD**

▶ **GANANCIAS INTEGRALES**  
**MMUS\$ 12.907**

▶ **INGRESOS TOTALES**  
**MMUS\$ 134.326**

# VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO

## ► DEFENDER, EXPANDIR Y CONSOLIDAR

el bien máspreciado que hemos reconquistado después de 200 años:  
la Independencia Nacional para preservar y consolidar la soberanía  
sobre los recursos petrolíferos, y demás recursos naturales estratégicos  
(1<sup>er</sup> Gran Objetivo Histórico, Ley del Plan de la Patria 2013-2019)







## HISTORIA Y DESARROLLO

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus filiales constituyen una Corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela<sup>1</sup>, creada por el Estado venezolano<sup>2</sup> en el año 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización). Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM)<sup>3</sup>



De acuerdo con la Constitución, el Estado debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA; sin embargo, la Constitución permite que la República a través de PDVSA y sus filiales suscriba acuerdos de exploración, producción y refinación, además de constituir empresas mixtas para el desarrollo de la industria petrolera nacional, manteniendo siempre la mayoría accionaria en esas empresas.

La Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, aprobada mediante referéndum popular el 15 de diciembre de 1999; así como el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 2 de noviembre de 2001, el cual fue modificado con el Decreto de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 24 de mayo de 2006; y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de septiembre de 1999 y su Reglamento de junio de 2000, configuran un nuevo marco jurídico donde el Estado recupera el control de sus recursos energéticos para el beneficio del pueblo venezolano.

En consonancia con los Artículos 302 y 311 de la Constitución y el Artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e integral del país, la Corporación se convierte en el motor fundamental de la economía venezolana, contribuyendo activamente con el actual proceso de construcción del Socialismo del Siglo XXI, de acuerdo con lo establecido en la Ley del Plan de la Patria; Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019.

Las principales funciones de PDVSA incluyen planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de crudo y demás hidrocarburos de sus filiales tanto en Venezuela como en el exterior. Sus funciones también incluyen la promoción o participación en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana. Las filiales en el exterior están involucradas con las actividades de exploración, refinación y comercialización en Estados Unidos de América, Europa, Asia y la región latinoamericana y caribeña.



PDVSA TIENE SU DOMICILIO EN LA REPÚBLICA. LAS OFICINAS DE LA CASA MATRIZ ESTÁN LOCALIZADAS EN LA AVENIDA LIBERTADOR CON CALLE EL EMPALME, LA CAMPIÑA, APARTADO N° 169, CARACAS 1050-A.

Su número telefónico: +58-212-708-4111.

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

<sup>1</sup> En lo sucesivo, la República

<sup>2</sup> En lo sucesivo, Estado

<sup>3</sup> En lo sucesivo, Ministerio (anteriormente denominado Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo - MENPET)

# FORTALEZAS DE LA INDUSTRIA



La tabla siguiente muestra ciertos datos financieros, operacionales y de recursos humanos de la industria al 31 de diciembre de 2013:

## FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA

Fuerza Laboral Propia (Petrolera y No Petrolera)	140.626	Personas
Fuerza Laboral Contratista (Petrolera)	16.168	Personas
Ingresos Totales	134.326	MMUS\$
Ganancia Integral	12.907	MMUS\$
Total Activos	231.120	MMUS\$
Total Patrimonio	84.486	MMUS\$
Adquisición Sísmica 3D	2.462	km <sup>2</sup>
Adquisición Sísmica 2D	601	km
Reservas Probadas de Crudo	298.353	MMBI
Reservas Probadas de Gas	197.089	MMMPG
Potencial de Producción de Crudo	3.300	MBD
Producción Nación	3.015	MBD
Producción Gas Natural neta	4.616	MMPCD
Producción Gas Natural	796	MBD <sub>pe</sub>
Pozos Activos	18.304	Und
Taladros / Año	301	Und
Yacimientos	2.407	Und
Campos Petroleros	244	Und
Principales Oleoductos	5.096	km
Capacidad de Refinación con Participación de PDVSA	2.822	MBD
Capacidad de Refinación en Venezuela	1.303	MBD
Capacidad de Refinación Internacional	1.519	MBD
Expendios de Combustibles (EE/CC) activos	1.724	Und
Plantas Compresoras de Gas en PDVSA Gas	108	Und
Plantas de Líquidos de Gas Natural LGN	12	Und
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Instalada	268	MBD
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Efectiva	242	MBD
Gasoductos de Gas Metano	5.031	km
Poliductos para Transporte de LGN	381	km



## ▶ POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES

De acuerdo con el estudio comparativo publicado el 18 de noviembre de 2013 por *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW), PDVSA ocupa la quinta posición entre las compañías más grandes en el negocio petrolero a

escala mundial. El estudio está basado en la combinación de criterios operacionales que incluye reservas, producción, refinación y ventas. A la fecha del estudio, PDVSA ocupaba las siguientes posiciones:

▶ PRIMERA  
EN RESERVAS PROBADAS DE CRUDO  
**298.353 MMBL**



▶ SEXTA  
EN RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL  
**197.089 MMMPC**



▶ SEXTA  
EN CAPACIDAD DE REFINACIÓN  
**2.822 MBD**



▶ SEXTA  
EN PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS  
**3.015 MBD**

DECIMOCUARTA EN VENTAS Y DECIMOSEXTA EN PRODUCCIÓN DE GAS

Con respecto a la producción de líquidos que señala la fuente, ocupa el sexto lugar (2.905 MBD); sin embargo según cifras oficiales de PDVSA, la producción fue de 3.015 MBD, por lo que pasaría a ocupar la quinta posición en producción de líquidos.

### POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS

POSICIÓN	EMPRESA	PAÍS	PRODUCCIÓN LÍQUIDOS	RESERVAS LÍQUIDOS	PRODUCCIÓN GAS	RESERVAS GAS	CAPACIDAD REFINACIÓN	VENTAS
1	SAUDI ARAMCO	Arabia Saudita	1	2	4	5	8	7
2	NIOC	Irán	2	3	2	1	14	11
3	EXXONMOBIL	EUA	9	12	3	12	1	2
4	CNPC	China	4	8	7	10	3	12
5	<b>PDVSA</b>	<b>Venezuela</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>14</b>
6	BP	Reino Unido	11	16	9	16	7	3
7	ROYAL DUTCH SHELL	Holanda	16	23	6	15	4	1
8	GAZPROM	Rusia	24	18	1	2	18	23
9	CHEVRON	EUA	14	21	13	23	12	9
10	TOTAL	Francia	20	26	10	22	11	5
11	KPC	Kuwait	3	5	35	13	23	19
12	PEMEX	México	7	13	17	33	13	15
13	PETROBRAS	Brasil	10	15	24	35	9	6
14	SONATRACH	Argelia	17	14	8	7	35	27
15	LUKOIL	Rusia	13	11	34	24	15	13

FUENTE: *Petroleum Intelligence Weekly*, 18 de noviembre de 2013. (Basado en cifras preliminares de 2012)



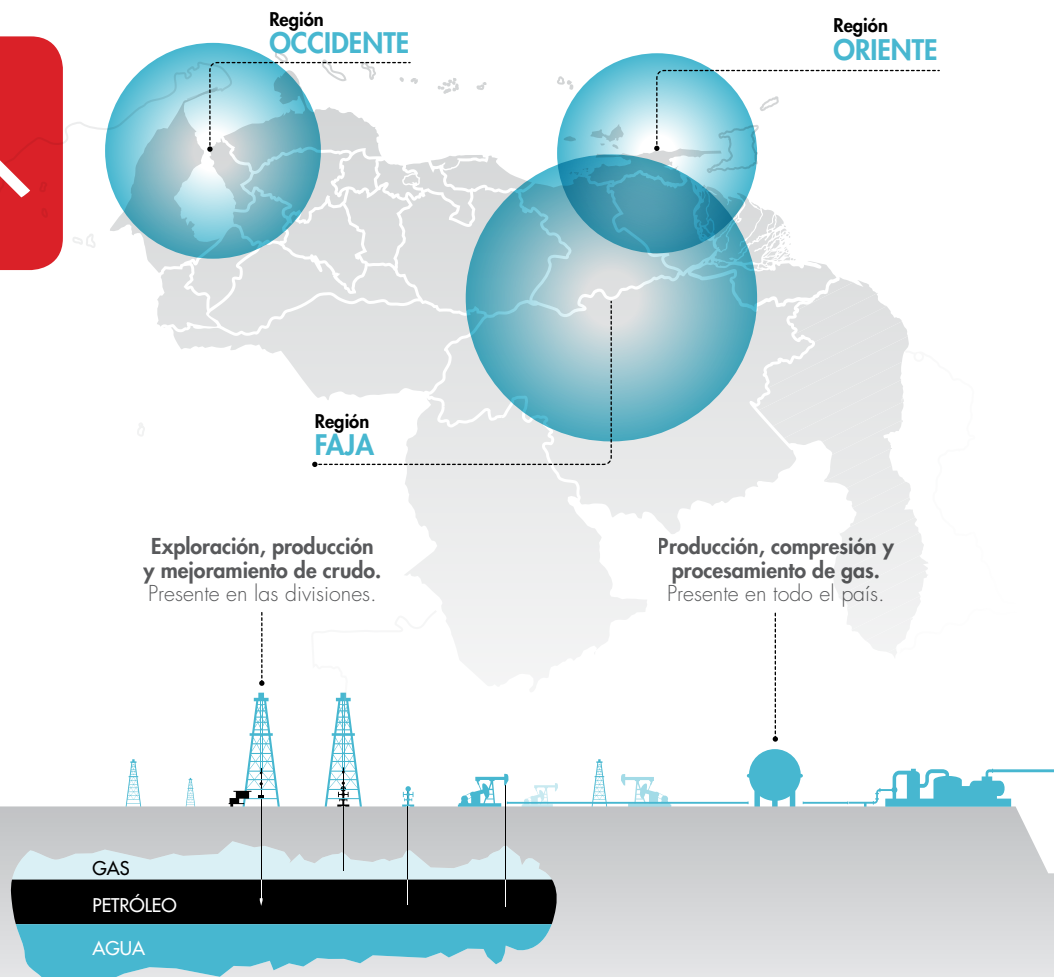
# DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

**P**DVSA desarrolla las operaciones principalmente a través de sus empresas filiales; también participa en asociación con empresas locales y extranjeras. Las actividades correspondientes al sector petrolero y gas incluyen:

- **EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO DE CRUDO Y GAS NATURAL.**
- **REFINACIÓN, COMERCIO Y SUMINISTRO DE CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS.**
- **PROCESAMIENTO, TRANSPORTE Y MERCADEO DE GAS NATURAL.**

## INFOGRAFÍA • UBICACIÓN DE LAS OPERACIONES AGUAS ARRIBA Y AGUAS ABAJO DE CRUDO Y GAS EN VENEZUELA

PROCESO DE LAS OPERACIONES AGUAS ARRIBA 





Las reservas de crudo y gas natural, así como las operaciones de producción y mejoramiento se encuentran localizadas en la República Bolivariana de Venezuela. Las operaciones de exploración, refinación, transporte y mercadeo se ubican en la República, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.

PDVSA ha impulsado, el fortalecimiento del nuevo modelo socio-productivo nacional, a través de la creación de las denominadas Filiales No Petroleras.

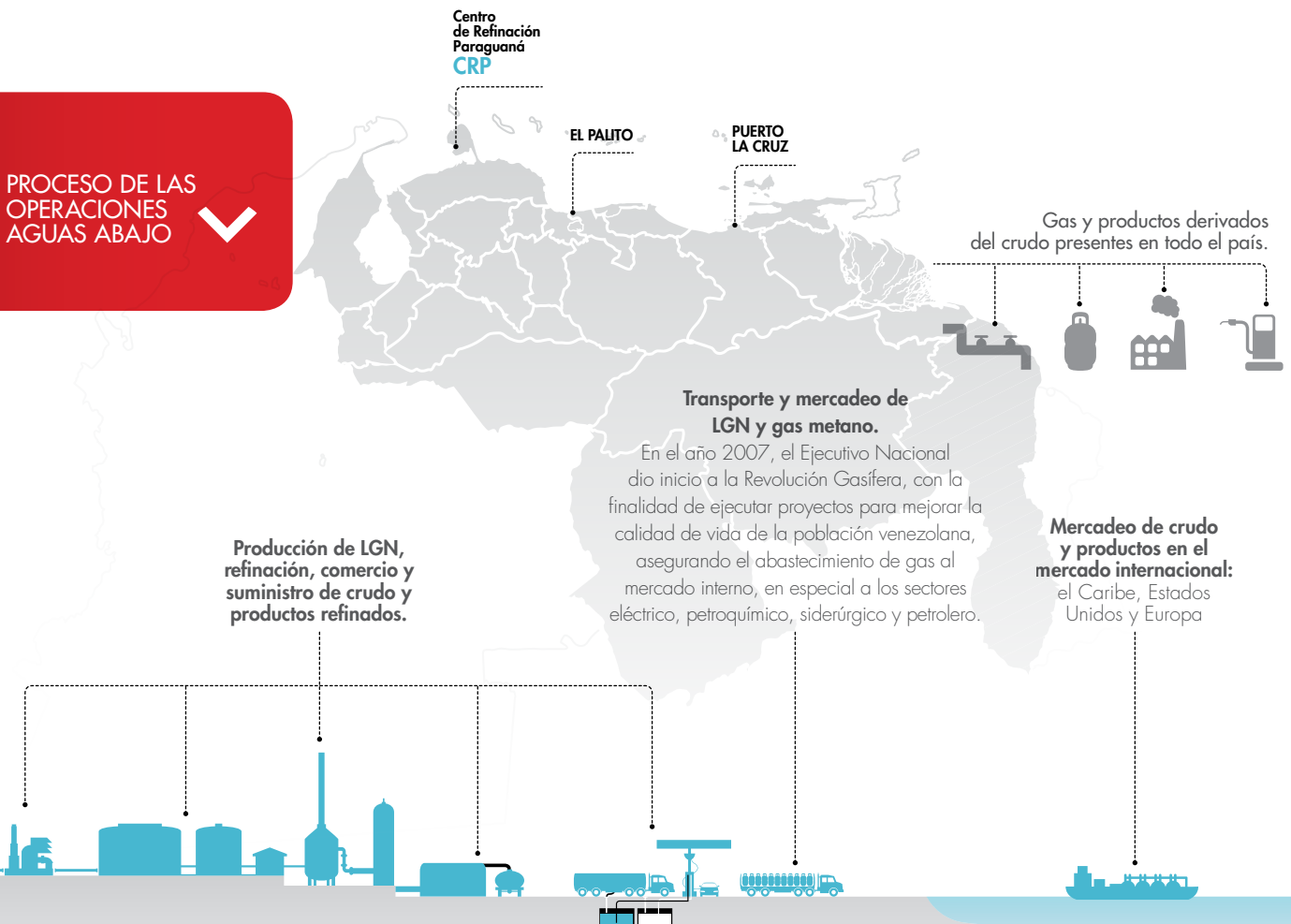
Estas empresas se han constituido en el pilar fundamental para la construcción de un nuevo modelo socialista, que apalanque el proceso de transformación y cambio del aparato productivo nacional. De esta manera, la industria petrolera amplía su ámbito de acción al crear mayores posibilidades de generar actividad económica y de inclusión social, a partir del retorno de inversión proveniente de la explotación petrolera.

## ▶ ACTIVIDADES

Las operaciones "Aguas Arriba" incluyen las actividades de exploración, producción y mejoramiento de crudo localizadas en tres Direcciones Ejecutivas: Oriente, Occidente y Faja. Con respecto al negocio de Gas comprende la producción, compresión, procesamiento de LGN y metano.

Las operaciones "Aguas Abajo" incluyen las actividades de refinación, comercio y suministro de crudo y productos refinados, así como el procesamiento, transporte y mercadeo de gas natural.

### PROCESO DE LAS OPERACIONES AGUAS ABAJO



# ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



Hasta el 31 de diciembre del año 1997, PDVSA condujo sus operaciones en la República a través de tres filiales operadoras principales: Lagoven, S.A., Maraven, S.A. y Corpoven, S.A. Estas organizaciones se fusionaron en una sola, a partir del 1° de enero de 1998; siguiendo la estrategia corporativa de maximización de esfuerzos y renombrándose la entidad como PDVSA Petróleo y Gas, S.A. Se inició así, un proceso de transformación de las operaciones con el objetivo de mejorar la productividad, modernizar los procesos administrativos y aumentar el retorno de capital.

Posteriormente, en mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas S.A. cambió su denominación social y se convirtió en PDVSA Petróleo, S.A., originándose otra modificación en la estructura organizacional de la Corporación, al pasar la actividad relacionada con el manejo del gas natural no asociado a una nueva filial: PDVSA Gas, S.A., concretándose de manera exitosa la transferencia de personal, activos y campos operativos para finales del año 2002.

Durante los años 2005 y 2006, y en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera y de unión latinoamericana, la Corporación constituyó dos filiales para materializar los acuerdos energéticos suscritos con otros países latinoamericanos y del Caribe: PDVSA América, S.A. y PDV Caribe, S.A., respectivamente.

Paralelamente, durante ese lapso también se impulsó el proceso de evaluación de los mecanismos legales para finiquitar los llamados Convenios Operativos, lo cual se materializa a partir del 1° de abril de 2006, a través de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP). Esta acción estuvo orientada a retomar la soberanía nacional y apalancar la maximización de la renta del negocio, definiéndose la migración de estos Convenios a Empresas Mixtas, en las cuales el Estado venezolano conserva la mayoría accionaria.

El 1° de mayo de 2007, fue nacionalizada la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) con el objetivo de consolidar la Plena Soberanía Petrolera y orientar la reserva más grande del planeta al desarrollo nacional, por lo que desde la CVP se impulsó la migración de las antiguas asociaciones estratégicas a Empresas Mixtas con mayoría accionaria y control del Estado.

Para finales del año 2007, y durante 2008, la Corporación inició la creación de las filiales que conforman el sector no petrolero, para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo nacional, a través de líneas estratégicas señaladas en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, bajo las premisas de seguridad y soberanía económica y como apoyo a los proyectos del Plan Siembra Petrolera. La estrategia organizacional para estas Filiales No Petroleras está supeditada al objeto social de cada una y al sector económico al cual pertenecen.

Las Filiales No Petroleras de PDVSA son las siguientes: PDVSA Agrícola, S.A.; PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.; PDVSA Industrial, S.A.; PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.; PDVSA Naval, S.A.; PDVSA Gas Comunal, S.A.; PDVSA Servicios, S.A. (bajo su adscripción se encuentra PDVSA Servicios Petroleros) y PDVSA TV, S.A.

A partir de 2010 se inició la constitución de nuevas Empresas Mixtas para la inversión y el desarrollo de la FPO, en los bloques Carabobo y Junín.

En 2012 se modificó la estructura de la Vicepresidencia de Exploración y Producción, al agregársele las siguientes Direcciones Ejecutivas: Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco, Producción Faja Petrolífera del Orinoco, Apoyo y Gestión Faja Petrolífera del Orinoco, Proyecto Socialista Orinoco, Producción Oriente, Producción Occidente, Exploración y Estudios Integrados; además de la constitución de sus correspondientes Gerencias Operacionales y de Apoyo, realineándose las Empresas Mixtas, de acuerdo con su ubicación, en las Direcciones Ejecutivas de Producción Oriente, Occidente y Faja Petrolífera del Orinoco. Estas modificaciones aumentaron la flexibi-





**MODELOS DE ESTRUCTURAS BÁSICAS DE EMPRESAS MIXTAS**

<b>MODELO 1 LIVIANO – MEDIANO TRADICIONALES</b>	<b>MODELO 2 LIVIANO – MEDIANO CON DOS ÁREAS GEOGRÁFICAS</b>	<b>MODELO 3 LIVIANO – MEDIANO CON INYECCIÓN DE VAPOR</b>	<b>MODELO 4 CRUDO PESADO CON PROCESO DE MEJORAMIENTO</b>
Petroperijá, S.A.	Petrowarao, S.A.	Petrozamora, S.A.	Petrocedeño, S.A.
Petrowayú S.A.	Petrolera Sinovenezolana, S.A.	Petrocabimas, S.A.	Petropiar, S.A.
Baripetrol, S.A.	Petroquiriquire, S.A.		Petromonagas, S.A.
Lagopetrol, S.A.			Petrolera Sinovensa S.A.
Petrolera Indovenezolana S.A.			Petroanzoátegui, S.A.
Boquerón, S.A.			Petromacareo, S.A.
Petroregional del Lago, S.A.			Petrojunín, S.A.
Petroboscán, S.A.			Petrocarabobo, S.A.
Petroindependiente, S.A.			Petromiranda, S.A.
Petrodelta S.A.			Petrourica, S.A.
Petroguárico S.A.			Petrobicentenario, S.A.
Petroritupano, S.A.			Petroindependencia, S.A.
Petrozumano S.A.			
Petrosucre, S.A.			
Petroudaneta, S.A.			
Vencupet, S.A.			

En el primer trimestre de 2013, se aprobaron los Modelos de Estructuras Básicas de 33 Empresas Mixtas, de acuerdo con el tipo de crudo producido, quedando organizadas de la siguiente manera:

lidad operacional de la Industria así como su modelo gerencial.

En el último trimestre de 2013, la Vicepresidencia de Exploración y Producción creó la Dirección Ejecutiva Costa Afuera; que a su vez se subdividió en dos Gerencias Generales: División Costa Afuera Oriental y División Costa Afuera Occidental. También la estructura básica de otra de las Direcciones Ejecutivas de esta Vicepresidencia, específicamente la de Producción Oriente, fue modificada al creársele dos Gerencias Generales: División Furril y División Punta de Mata.

Asimismo, para diciembre de 2013 la Dirección Ejecutiva de Finanzas se convirtió en la Vicepresidencia de Finanzas de PDVSA, con cuatro direcciones ejecutivas que le reportan de forma directa: la Dirección Ejecutiva de Planificación Financiera; la Dirección Ejecutiva de Costos, Evaluaciones Económicas y Contrataciones; la Dirección Ejecutiva de Presupuesto y Control; y la Dirección Ejecutiva de Tesorería.

Con respecto a las filiales internacionales, en Estados Unidos PDVSA conduce sus operaciones de refinación de crudo y mercadeo de productos refinados y petroquímicos a través de sus filiales PDVSA Holding, PDV America, Inc. y Citgo Petroleum Corporation, ésta última con sede en Houston, Texas. PDVSA también posee indirectamente 50% de Hovensa por medio de PDVSA Virgin Island, Inc. (PDVSA VI), una empresa mixta con Hess Co. que procesa crudo en las Islas Vírgenes de Estados Unidos. No obstante, en febrero de 2012, HOVENSA L.L.C., afiliada de PDVSA, anun-



ció el cese de las operaciones de su refinería ubicada en la provincia de Santa Cruz, Islas Vírgenes de Estados Unidos de América y pasó a operar como un terminal de almacenaje de hidrocarburos.

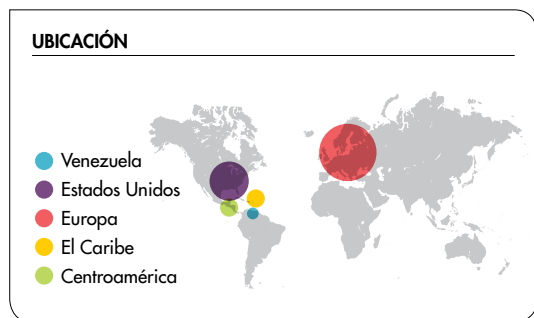
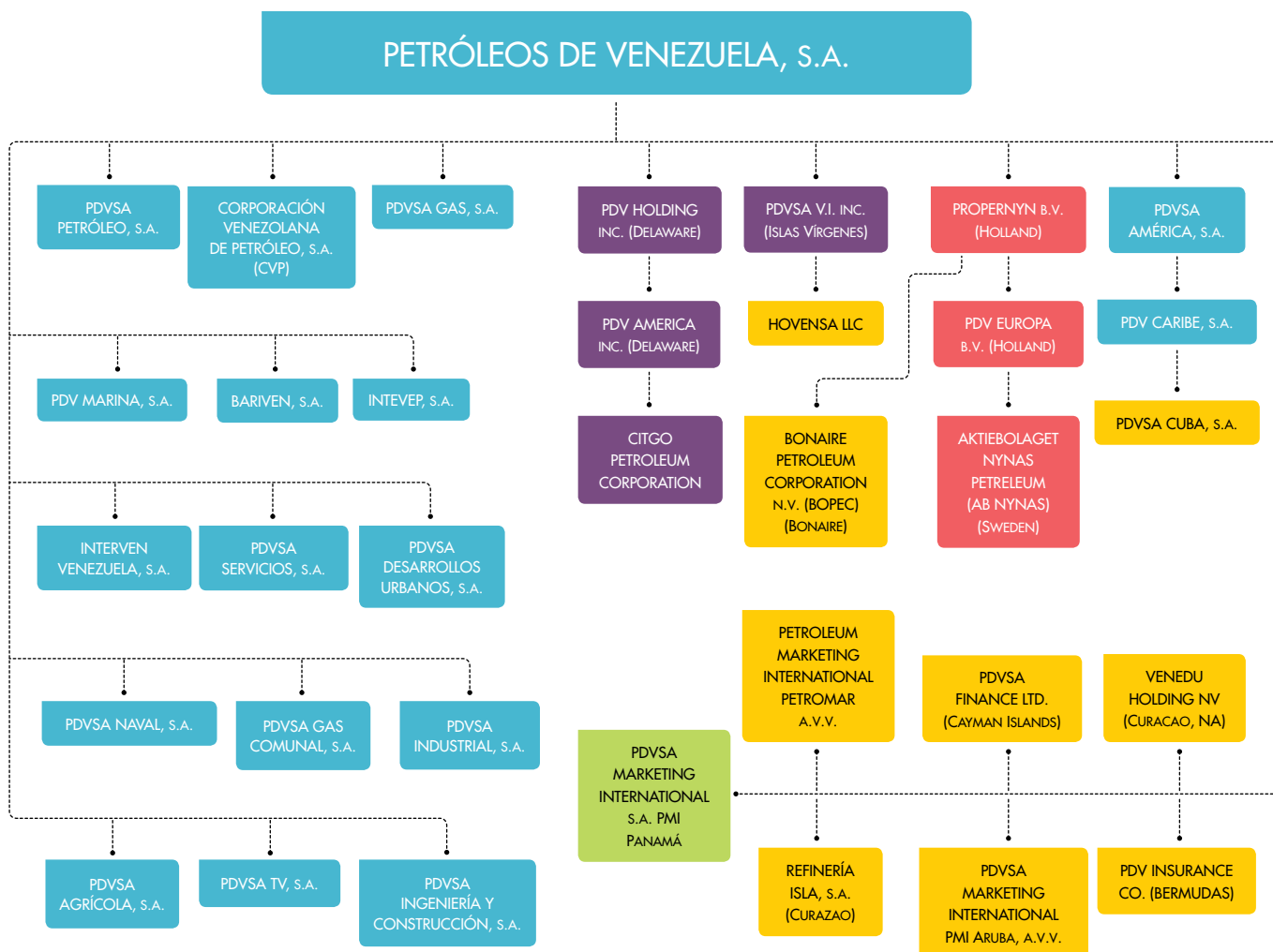
En Europa, PDVSA realiza sus actividades de refinación de petróleo y productos derivados a través de la filial PDV Europa B.V. la cual posee una participación accionaria de 50% de Nynas AB (Nynas), una compañía con operaciones en Suecia y en el Reino Unido de Gran Bretaña y propiedad conjunta con Neste Oil. Por medio de Nynas, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta asfalto, productos especializados, lubricantes y otros productos refinados.

Como parte de sus operaciones en el Caribe, PDVSA cuenta con participación en la refinería Camilo Cienfuegos, a través de PDVSA Cuba, S.A., en la cual posee indirectamente una participación accionaria de 49% por medio de una empresa mixta conformada con Comercial Cupet, S.A. y en la Refinería Jamaica a través de la empresa mixta Petrojam LTD, la cual es poseída por PDVSA en 49%. Adicionalmente, tiene

presencia en República Dominicana, con una participación accionaria de 49% en la Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA).

Asimismo, PDVSA cuenta con la filial Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC), que posee un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de petróleo y sus derivados, ubicado en Bonaire.

ORGANIGRAMA • ESTRUCTURA DE LAS PRINCIPALES FILIALES DE PDVSA



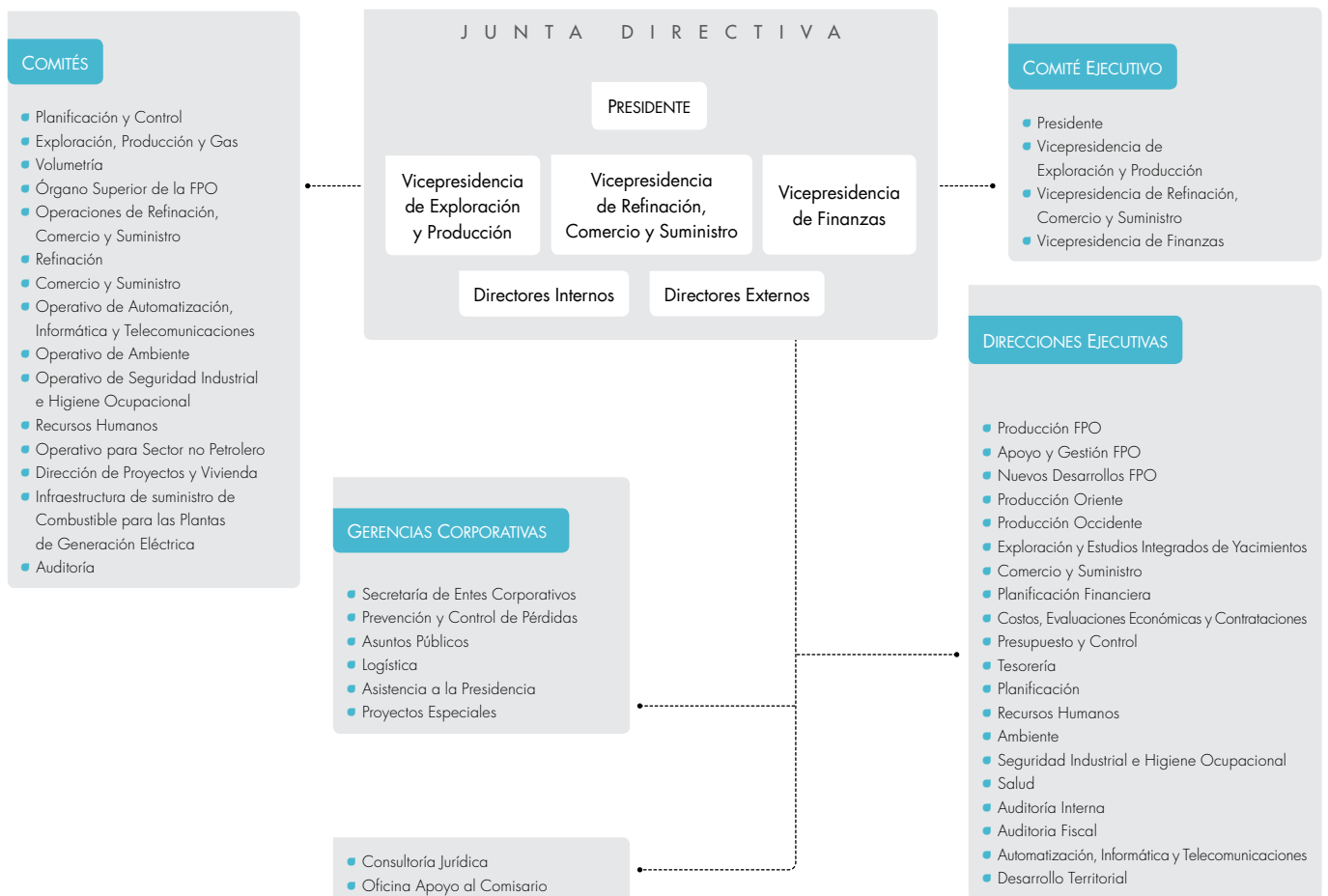


# GOBIERNO CORPORATIVO



▶Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una empresa nacional profundamente comprometida con el pueblo venezolano y tiene como objetivo asegurar el manejo transparente, eficiente y adecuado de los recursos del Estado, bajo principios profesionales y éticos, en beneficio de los intereses de la República, por medio de un conjunto de normas que regulan la estructura y el funcionamiento de la entidad.

## ASAMBLEA DE ACCIONISTAS DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. (PDVSA) Y SUS FILIALES



## ▶ ASAMBLEA DE ACCIONISTAS

La Asamblea de Accionistas ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA. Representa la universalidad de las acciones y sus decisiones que, dentro de los límites de sus facultades, son obligatorias para la sociedad, mediante disposiciones emitidas en las Asambleas Ordinarias o Extraordinarias.

Entre las principales atribuciones de la Asamblea de Accionistas se encuentran conocer, aprobar o improbar el informe anual de la Junta Directiva, los estados financieros y los presupuestos consolidados de inversiones y de operaciones de PDVSA y de las sociedades o entes afiliados. Asimismo, esta Asamblea señala las atribuciones y deberes de los miembros de la Junta Directiva y dicta los reglamentos de organización interna, necesarios para su funcionamiento, conoce el Informe del Comisario Mercantil, y designa su suplente.

## ▶ JUNTA DIRECTIVA

La más reciente modificación de los estatutos sociales de PDVSA, realizada el 20 de julio de 2011, destaca la importancia de la Junta Directiva como órgano administrativo de la sociedad, con las más amplias atribuciones de administración y disposición, sin otras limitaciones que las que establezca la ley y es responsable de convocar las reuniones con el accionista, preparar y presentar los resultados operacionales y financieros al cierre de cada ejercicio económico; así como de la formulación y seguimiento de las estrategias operacionales, económicas, financieras y sociales.

La Junta Directiva está compuesta por once (11) miembros: un (1) Presidente, tres (3) Vicepresidentes, cuatro (4) Directores Internos y tres (3) Directores Externos. La Junta Directiva es nombrada mediante Decreto por el Presidente de la República, por un término inicial de dos (2) años, renovable por períodos iguales o hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

## ▶ COMITÉ EJECUTIVO

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

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

## JUNTA DIRECTIVA



**RAFAEL RAMÍREZ**

MINISTRO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO  
Y PRESIDENTE DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.

**2004-2013** ▶ Presidente de PDVSA, cargo en el cual ha sido ratificado, ejerciendo también la titularidad del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

**2013** ▶ Vicepresidente del Área Económica, Preside el Consejo Nacional de Exportaciones e Integrante del Órgano Superior del Sistema Cambiario.

**2011** ▶ Vicepresidente del Área Territorial y Coordinador del Órgano Superior del Sistema Nacional de Vivienda y Hábitat.

**2010** ▶ Designado Vicepresidente de la Conferencia de Ministros del Foro de Países Exportadores de Gas.

**2009** ▶ Designado como quinto Vicepresidente del Consejo de Ministros Revolucionarios del Gobierno Bolivariano de Venezuela.

**2005** ▶ Representó a la República Bolivariana de Venezuela en más de 30 conferencias de Ministros de la OPEP, así como también en conferencias del Foro Internacional de Energía e innumerables encuentros internacionales. Miembro del Directorio Ejecutivo del Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

**2002** ▶ Designado Director Externo de PDVSA y juramentado por el Comandante Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, como Ministro de Energía y Minas (MEM).

**2000** ▶ Designado Presidente fundador del Ente Nacional del Gas (ENAGAS).

**1989** ▶ Asignado al manejo de crudo extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco en INTEVEP, fue asignado a trabajos en Estados Unidos para el desarrollo del Proyecto de Adecuación de la Refinería de Cardón, y en Francia para el Proyecto de Gas Natural Licuado de Nigeria.



Al 31 de diciembre de 2013



**EULOGIO DEL PINO**  
VICEPRESIDENTE DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

**2008-2013** ▶ Vicepresidente de Exploración y Producción, Director Interno de PDVSA, Presidente de PDVSA Servicios, Presidente de PDV Europa y Director de la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP)

**2003** ▶ Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) y representante de PDVSA de las Asociaciones Estratégicas en la FPO.

**2002** ▶ Miembro fundador del Frente Revolucionario de Trabajadores Petroleros. Durante el sabotaje petrolero evitó la paralización de las actividades de perforación costa afuera, manteniendo la continuidad operativa en la Plataforma Deltana.

**2001** ▶ Gerente de Exploración Costa Afuera en la Plataforma Deltana.

**1997** ▶ Gerente de Exploración y Delineación en PDVSA.

**1996-1997** ▶ Vicepresidente de la Sociedad Internacional de Geofísicos y Fundador y Coordinador de la Unión Latinoamericana de Geofísicos.

**1990-1994** ▶ Presidente y Vicepresidente de la Asociación de Geofísicos de Venezuela.

**1990-1991** ▶ Gerente Técnico para Latinoamérica en Western Atlas, ocupó diferentes posiciones Gerenciales en Corpoven.

**1979** ▶ Ingeniero Geofísico de la Universidad Central de Venezuela con Maestría en Exploración en la Universidad de Stanford (USA). Inició su carrera en la Industria Petrolera Venezolana en Intevp, ocupando diferentes posiciones técnicas y supervisoras.

**1974-1979** ▶ Mientras cursaba estudios de pregrado, se caracterizó, como activista del Movimiento por la Independencia de las Islas Canarias (MPIAC) y voluntario del Movimiento Estudiantil Unido con el Pueblo (MEUP), participando en diversas actividades en defensa del derecho al cupo universitario para el pueblo.



**ASDRÚBAL CHÁVEZ**  
VICEPRESIDENTE DE REFINACIÓN,  
COMERCIO Y SUMINISTRO

**2007-2013** ▶ Vicepresidente de Refinación, Comercio y Suministro, Viceministro de Refinación y Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería y Secretario General de Petrocaribe.

**2011** ▶ Presidente de PDV Marina, Director de CITGO y representante de PDVSA en diferentes filiales y empresas mixtas, cargos desempeñados hasta la fecha.

**2009** ▶ Viceministro de Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

**2004** ▶ Director Ejecutivo de Comercio y Suministro de PDVSA.

**2003** ▶ Gerente General de la Refinería El Palito y Director Ejecutivo de Recursos Humanos de PDVSA.

**2001-2002** ▶ Gerente de Recursos Humanos y luego Asistente a la Junta Directiva de Bitúmenes del Orinoco, S.A. (BITOR).

**2000** ▶ Asignado a la Oficina de la Presidencia de PDVSA en la Reestructuración del Ministerio de Producción y Comercio, luego en el Proceso de la Constituyente Económica.

**1994** ▶ Liderizó el equipo de Estudio Integral de la Organización de la Refinería El Palito.

**1993** ▶ Superintendente de Ingeniería de Procesos.

**1990** ▶ Liderizó el Proyecto de Expansión de las Unidades de Crudo y Vacío de la Refinería El Palito de realizar una especialización en procesos.

**1979** ▶ Ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito.



**VÍCTOR AULAR**  
VICEPRESIDENTE DE FINANZAS

**2013** ▶ Vicepresidente de Finanzas de PDVSA. Miembro de la JD del CENCOEX.

**2011-2013** ▶ Director Interno de PDVSA.

**2007-2011** ▶ Director Ejecutivo de Finanzas.

**2006** ▶ Gerente Corporativo de Presupuesto, Costos y Control de Gestión.

**2004** ▶ Gerente Corporativo de Contraloría Financiera.

**2003** ▶ Ingresó a Petróleos de Venezuela, como apoyo al proceso de recuperación y actualización de los sistemas financieros, administrativos y contables, luego de las terribles consecuencias del sabotaje petrolero.

**1996-2008** ▶ Vicepresidente de la Federación de Colegios de Contadores Públicos de Venezuela. Contralor y Fiscal del Colegio de Contadores Públicos del estado Miranda.

**2002- 2013** ▶ Profesor, por Concurso de Oposición, de la Cátedra de Auditoría en la Universidad Central de Venezuela (UCV).

**1986- 2003** ▶ Director de la División de Auditoría de la Firma Lara Marambio & Asociados (Deloitte & Touche). Desarrolló una experiencia progresiva, principalmente en firmas internacionales de Contadores Públicos, realizando auditorías de empresas Manufactureras, de Servicios, Financieras y del Sector Gubernamental. Durante este tiempo, además de Deloitte & Touche, trabajó como auditor en Ernst & Young International y en Horwath de Venezuela.

**1989** ▶ Licenciado en Contaduría Pública, Universidad Central de Venezuela.



**RICARDO  
CORONADO**  
DIRECTOR INTERNO

**2008-2013** ▶ Director Interno de PDVSA.

**2011-2013** ▶ Presidente de PDVSA Servicios Inmobiliarios, Miembro del Comité de Proyectos de Vivienda y Director Ejecutivo de Exploración y Producción Occidente hasta el año 2012.

**2010-2013** ▶ Vicepresidente de PDVSA Insurance Co. LTD y Director de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP).

**2010-2011** ▶ Presidente de PDVSA Gas, Presidente del Proyecto de Respuesta Rápida de Generación Eléctrica de PDVSA.

**2005-2007** ▶ Gerente General de la División Costa Afuera y de Exploración y Producción Occidente.

**2003** ▶ Gerente de la Unidad de Negocios de Producción en Barinas, donde recuperó las operaciones luego del sabotaje petrolero.

**1998-2001** ▶ Gerente de Seguridad de los Procesos y de Operaciones de Producción en Barinas.

**1981-1997** ▶ Ingresó a PDVSA como Ingeniero de Plantas en Anaco y ejerció varios cargos supervisorios operacionales en el estado Zulia.

**1981-1982** ▶ Graduado de Ingeniero Mecánico en la Oklahoma State University (USA), postgrado Gerencia de Administración de Empresas, en la Universidad del Zulia (LUZ).



**JESÚS  
LUONGO**  
DIRECTOR INTERNO

**2011-2013** ▶ Director Interno de la Junta Directiva de PDVSA.

**2007** ▶ Director Ejecutivo de Refinación, Gerente General del Centro de Refinación Paraguaná, Director de Interven, PDV Mantenimiento y PDVSA Ingeniería y Construcción.

**2004** ▶ Gerente del Centro de Refinación Paraguaná.

**2002** ▶ Coordinó el arranque seguro del CRP, luego del sabotaje petrolero. Asumió la conducción de las actividades operacionales para reanudar el despacho de combustibles a distintas regiones del país. Por lo que recibió la Orden Simón Bolívar en su Primera Clase.

**1998** ▶ Gerente de Suministros de Amuay, Gerente de Conversión Media en Cardón y Gerente de Ingeniería de Procesos.

**1987** ▶ Ocupa diferentes posiciones técnicas y supervisorias para la optimización del procesamiento de crudos pesados y reemplazo de equipos del sistema de vacío, en la Refinería Amuay.

**1984** ▶ Graduado de Ingeniero Químico en la Universidad Central de Venezuela con Maestría en Refinación en el Instituto Francés del Petróleo. Ingresó a la industria petrolera venezolana en Lagoven (filial de Petróleos de Venezuela) como Ingeniero de Procesos en la Refinería Amuay.



**OWER  
MANRIQUE**  
DIRECTOR INTERNO

**2011-2013** ▶ Miembro de la Junta Directiva de PDVSA, Viceministro de Minas, adscrito al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, Director de la Corporación Nacional de Comercio Exterior.

**2011** ▶ Presidente de PDVSA Industrial.

**2007** ▶ Director Ejecutivo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones (AIT), Gerente de Automatización, Informática y Telecomunicaciones (AIT), Región Metropolitana, Coordinador Corporativo de Automatización de Producción.

**2002** ▶ Gerente Corporativo de Automatización Industrial (posición ocupada una vez superada la crisis del sabotaje petrolero), Líder de Proyectos de Automatización, Líder de Planificación de Automatización.

**1989** ▶ Comenzó en la industria petrolera como pasante en Corpoven.

**1983-1989** ▶ Ingeniero de Sistemas, Instituto Universitario Politécnico "Luis Caballero Mejías". Mención de Honor por Mejor índice Académico, N°1 en Promoción de ingenieros de Sistemas.



**ORLANDO  
CHACÍN**  
DIRECTOR INTERNO

**2009-2013** ▶ Director Interno de Petróleos de Venezuela, Director Ejecutivo de Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos, Director Ejecutivo de Producción Oriente, Director Principal de PDVSA Services Inc.

**2004-2006** ▶ Director de Bariven, Director Gerente de la Filial Bitor America Holding, B.V, Director de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), Director Ejecutivo de Planificación Corporativa, Director de Exploración y Producción de Oriente.

**2001-2003** ▶ Gerente General de Exploración y Producción de PDVSA Intevp, donde fue de gran apoyo para la recuperación de esta organización, durante el sabotaje petrolero.

**1983-2000** ▶ Ocupó varios cargos supervisorios y gerenciales en PDVSA Intevp.

**1977-1980** ▶ Analista Sísmico y Sismólogo de Campo para diversas áreas del Occidente del país.

**1976** ▶ Ingeniero en Geodésica de la Universidad del Zulia con Maestría en Geofísica en la Universidad de Tulsa, Oklahoma en Estados Unidos.



## WILLS RANGEL

DIRECTOR EXTERNO

**2011-2013** ▶ Director Externo de la Junta Directiva de PDVSA, Miembro del Plan Nacional de Contingencia de PDVSA y Presidente de la Central Socialista Bolivariana de Trabajadores.

**2012** ▶ Perteneciente a la Comisión Presidencial para elaborar la Ley Orgánica de los Trabajadores y las Trabajadoras y el Consejo Superior del Trabajo para la creación de la LOTT.

**2001-2003** ▶ Durante el sabotaje petrolero, participó activamente en el rescate y recuperación de las plantas de combustible de gasolina en el estado Barinas.

**2001-2013** ▶ Miembro activo de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

**1989** ▶ Dirigente Sindical y presidente de la Federación Unitaria de Trabajadores del Petróleo, Gas, Similares y Derivados de Venezuela (FUTPV).

**1981** ▶ Inicia su carrera en la industria petrolera en la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP). Cursos de especialización y postgrado en las áreas de hidrocarburos. Técnico Petrolero egresado del Tecnológico de Barinas.



## NELSON MERENTES

DIRECTOR EXTERNO

**2014** ▶ Presidente del Banco Central de Venezuela (BCV).

**2013-2014** ▶ Director Externo de PDVSA. Ministro de Economía y Finanzas.

**2009-2013** ▶ Presidente del Banco Central de Venezuela.

**2001-2002 y 2004-2007** ▶ Ministro de Finanzas.

**2002** ▶ Ministro de Ciencia y Tecnología.

**2000-2001** ▶ Viceministro de Regulación y Control del Ministerio de Finanzas.

**2000** ▶ Presidente de la Subcomisión de Economía y Finanzas de la Comisión Legislativa Nacional.

**1998** ▶ Realizó cursos electivos sobre Economía y Finanzas, así como en Técnicas de Multifunciones para el Estudio de Problemas Económicos. Diputado al Congreso Nacional.

**1991** ▶ PhD en Matemáticas, mención Summa Cum Laude de la Universidad de Budapest, Hungría.

**1978** ▶ Licenciado en Matemáticas de la Universidad Central de Venezuela.



## JORGE GIORDANI

DIRECTOR EXTERNO

**2013** ▶ Director principal del BCV y Ministro del Poder Popular de Planificación, cargo que desempeña en la actualidad.

**2011-2013** ▶ Fue designado Director externo de PDVSA.

**2010-2013** ▶ Ministro del Poder Popular de Planificación y Finanzas.

**1999-2009** ▶ Se incorporó al tren ministerial del Gobierno Bolivariano en donde desempeñó en diversas oportunidades el cargo de Ministro de Planificación y Desarrollo.

**1964-1999** ▶ Docente en la Universidad Central de Venezuela, en la que ocupó varias posiciones, destacándose como Director de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.

**1963** ▶ Ingeniero Electrónico, graduado por la Universidad de Bologna, con doctorado en Planificación por la Universidad de Sussex, Reino Unido.

► FUERZA LABORAL PROPIA  
140.626 TRABAJADORES 







# RECURSOS HUMANOS



## ▶ LINEAMIENTOS Y ACCIONES

La Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos, convencida del esfuerzo revolucionario que aporta el conjunto de hombres y mujeres que laboran en PDVSA, se ha planteado la transformación del trabajo de la Industria en una forma de desarrollo humano consciente, cuyo resultado se ve compensado con la producción de bienes y servicios que brindan oportunidades y elevan la condición de vida de su personal y de la sociedad venezolana.

**B**ajo este marco se ha ejecutado con éxito una política de remuneración y beneficios sustentada, tanto en la implantación del Modelo de Desarrollo de Carrera de los Trabajadores y las Trabajadoras de PDVSA como, en la Convención Colectiva Petrolera; dando cumplimiento a los Lineamientos Estratégicos de la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos y las directrices emanadas por la Junta Directiva de la Corporación; todo con la orientación humanística del Gobierno Bolivariano de Venezuela.

En este sentido, se han apalancado objetivos que se enfocan en reconocer que el trabajador tiene derecho a un salario equitativo y suficiente para satisfacer sus necesidades y las de su familia, completado con otros medios de protección social; que la faena laboral debe realizarse en condiciones adecuadas, seguras y de manera regular; y que el equilibrio entre la remuneración y la regularidad con que se percibe el ingreso son condiciones estrechamente ligadas a apoyar la vida material del obrero y del empleado sin que ello suponga opulencia ni acumulación desmedida.

La materialización de esta política, de acuerdo con los lineamientos referidos, se ha realizado mediante la ejecución de ejercicios de evaluación profesional y personal de los trabajadores, así como acciones en

materia de compensación directa destinadas a equilibrar la vinculación entre el ejercicio de las funciones y responsabilidades y su compromiso social hacia sus tareas desempeñadas. Por tanto, fue aplicado el Ejercicio de Evaluación de Rasgos Laborales, a principios de 2013, que permitió valorar estructuras de comportamiento técnico-social de más de 54.000 trabajadores de la Nómina No Contractual; el Ejercicio de Evaluación de Aptitudes del Trabajador(a), a finales de 2013, práctica que reforzó la construcción de la política de seguimiento al desempeño laboral de los trabajadores de la Nómina No Contractual; y el comienzo del proceso de negociación del Proyecto de Convención Colectiva de Trabajo de PDVSA Petróleo, S.A. y PDVSA Gas, S.A. para el período 2013-2015, destinado a favorecer alrededor de 59.000 trabajadoras y trabajadoras de la Nómina Contractual.

Cabe destacar el desarrollo de una política en materia de compensación y beneficios orientada a incentivar el afianzamiento de los trabajadores en áreas estratégicas del negocio como lo son las localidades de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) Hugo Chávez Frías, con la finalidad de estimular la movilización y captación del personal requerido para apoyar los proyectos de infraestructura y de inversión en cru-



do pesado y extrapesado. Estas acciones beneficiaron a aproximadamente 6.000 trabajadoras y trabajadores de las Divisiones: Junín, Ayacucho, Carabobo, Boyacá, Nuevos Desarrollos, PDVSA Servicios Petroleros y PDVSA Intevep.

Asimismo, se diseñó un plan de optimización de la fuerza laboral para contribuir con el desarrollo de los trabajadores de acuerdo con sus perfiles y competencias, en especial para el avance de la FPO Hugo Chávez Frías y Costa Afuera, coadyuvando al

cumplimiento de las metas operacionales, complementándose con el establecimiento de convenios de cooperación con la Misión Ribas, Misión Ribas Técnica, Gran Misión Saber y Trabajo Venezuela e INCES, entre otras, para la formación del personal artesanal requerido en la ejecución de los proyectos, de acuerdo con los requerimientos previstos por cada negocio y filial.

Los planes educativos de PDVSA comprenden, de manera permanente, un área de mejoramiento de habilidades, competencias y experticias técnicas; y otro ámbito de formación sociopolítica. De acuerdo con los reportes de gestión emitidos por el Sistema de Gestión de Acciones de Formación (SIGAFOR), durante 2013, la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos atendió la preparación de 85.098 participantes en diferentes acciones formativas. Adicionalmente, PDVSA continúa empleando el Sistema de Certificación Ocupacional, (S.A.C.O), herramienta tecnológica que evalúa y certifica a trabajadores con experiencias técnicas operativas de algún oficio específico, teniendo como finalidad garantizar la seguridad industrial y la eficiencia operativa en esas labores, por lo que en materia de higiene se certificó un total de 28.092 participantes; en el área de seguridad a 40.188 personas y en oficios certificados se atendió a 8.917 participantes.

Otro de los objetivos estratégicos de la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos es transformar y desarrollar el uso y goce del tiempo libre de los trabajadores, trabajadoras, familiares, jubilados y comunidades organizadas vinculadas con la Industria Petrolera, a través de programas y proyectos recreativos y vacacionales.

En el transcurso del año 2013 destacaron los siguientes eventos:

● **III JUEGOS INTERGERENCIAS DE PDVSA.**

Celebrados en 9 áreas operacionales de la Industria, TOTAL: 21 encuentros, en 18 disciplinas deportivas, 30.000 trabajadores de todos los negocios y filiales, familiares y comunidad organizada.

● **II JUEGOS ESCOLARES PDVSA 2013.** Con la participación activa del sistema educativo de la Industria Petrolera.

● **SEMILLERO DE LA GENERACIÓN DE ORO.** Se efectuó en la Costa Oriental del Lago (Cabimas y Lagunillas), con participación de 700 niños y niñas de las Escuelas de PDVSA.

● **I CLÍNICA DEPORTIVA.** Para las hijas y los hijos con discapacidad de los trabajadores y las trabajadoras. Esta jornada se planificó y desarrolló para conmemorar el Día de la Discapacidad en Venezuela.



## ▶ FUERZA LABORAL

La fuerza laboral de PDVSA y sus filiales petroleras, a escala nacional e internacional, se ubicó para diciembre del año 2013, en 118.288 trabajadores, distribuyéndose de la siguiente forma:

- Producción y mantenimiento de las estructuras tradicionales de la Industria, FPO Hugo Chávez Frías y Costa Afuera: 113.369 trabajadores, dentro de los cuales se incluyen 10.201 personas como nuevos ingresos.
- Filiales y operaciones en el exterior: 4.919 trabajadores.

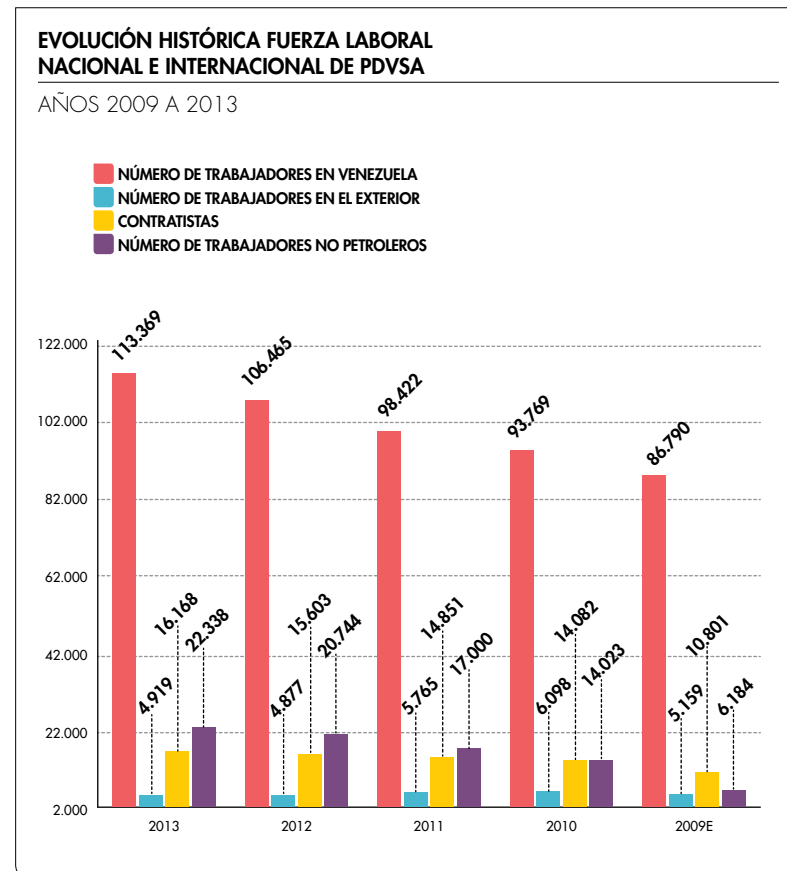
### FUERZA LABORAL NO PETROLERA

La fuerza laboral de las filiales no petroleras se ubicó, para 2013, en 22.338 trabajadores.

### FUERZA LABORAL CONTRATISTAS

La fuerza laboral contratistas (petrolera) se ubicó en 16.168 trabajadores distribuidas en: Oriente, Occidente y Centro Occidente (CRP).

A continuación se presenta la evolución de la fuerza laboral de PDVSA, desde el año 2009 hasta 2013:



NÚMERO DE TRABAJADORES	2013	2012	2011	2010	2009
Venezuela	113.369	106.465	98.422	93.769	86.790
Exterior	4.919	4.877	5.765	6.098	5.159
<b>TOTAL FUERZA LABORAL PETROLERA</b>	<b>118.288</b>	<b>111.342</b>	<b>104.187</b>	<b>99.867</b>	<b>91.949</b>
Fuerza Laboral No Petrolera	22.338	20.744	17.000	14.023	6.184
<b>TOTAL TRABAJADORES DE PDVSA</b>	<b>140.626</b>	<b>132.086</b>	<b>121.184</b>	<b>113.890</b>	<b>98.133</b>
Fuerza Laboral Contratistas (Petrolera)	16.168	15.603	14.851	14.082	10.801

► **LOS LINEAMIENTOS** estratégicos y políticas que en materia de hidrocarburos ha venido adoptando PDVSA y sus filiales, están fundamentados de acuerdo con lo establecido en la Ley del Plan de la Patria; Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019, aprobado por la Asamblea Nacional, que contiene las directrices políticas, sociales, económicas y geopolíticas del Gobierno Bolivariano para los próximos años. El Plan está formulado dentro de la orientación estratégica de construir y fortalecer en nuestro país un Sistema Socialista, en el contexto de la Patria Grande Latinoamericana, contribuyendo a la construcción de un mundo multipolar, visión del proyecto original del Libertador Simón Bolívar impulsada en el siglo XXI por el Comandante Supremo Hugo Chávez Frías.

# PLAN ESTRATÉGICO





# GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS

**I ▶ DEFENDER, EXPANDIR Y CONSOLIDAR EL BIEN MÁS PRECIADO QUE HEMOS RECONQUISTADO DESPUÉS DE 200 AÑOS: LA INDEPENDENCIA NACIONAL** para preservar y consolidar la soberanía sobre los recursos petrolíferos y demás recursos naturales estratégicos, garantizando el control por parte del Estado sobre PDVSA.

**II ▶ CONTINUAR CONSTRUYENDO EL SOCIALISMO BOLIVARIANO DEL SIGLO XXI EN VENEZUELA, COMO ALTERNATIVA AL MODELO DESTRUCTIVO Y SALVAJE DEL CAPITALISMO Y CON ELLO ASEGURAR LA “MAYOR SUMA DE SEGURIDAD SOCIAL, MAYOR SUMA DE ESTABILIDAD POLÍTICA Y LA MAYOR SUMA DE FELICIDAD” PARA NUESTRO PUEBLO.** PDVSA reforzará los valores socialistas e impulsará y desarrollará nuevas relaciones sociales de producción, al servicio de la satisfacción plena de las necesidades de nuestro pueblo.

**III ▶ CONVERTIR A VENEZUELA EN UN PAÍS POTENCIA EN LO SOCIAL, LO ECONÓMICO Y LO POLÍTICO DENTRO DE LA GRAN POTENCIA NACIENTE DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, QUE GARANTICEN LA CONFORMACIÓN DE UNA ZONA DE PAZ EN NUESTRA AMÉRICA.** Gracias a la explotación racional de nuestras reservas de hidrocarburos nos consolidaremos como país potencia en lo energético, en el plano regional y universal.

**IV ▶ CONTRIBUIR AL DESARROLLO DE UNA NUEVA GEOPOLÍTICA INTERNACIONAL EN LA CUAL TOMA CUERPO UN MUNDO MULTICÉNTRICO Y PLURIPOLAR QUE PERMITA LOGRAR EL EQUILIBRIO DEL UNIVERSO Y GARANTIZAR LA PAZ PLANETARIA.** La explotación racional de los hidrocarburos debe contribuir a que Venezuela siga desempeñando un papel protagónico en la construcción de un mundo multicéntrico y pluripolar, así como el posicionamiento geopolítico de Venezuela en el ámbito internacional, contribuyendo al fortalecimiento de la OPEP y de los organismos de coordinación energética regionales.

**V ▶ CONTRIBUIR CON LA PRESERVACIÓN DE LA VIDA EN EL PLANETA Y LA SALVACIÓN DE LA ESPECIE HUMANA.** Aprovechando en forma racional, óptima y sostenible los recursos petrolíferos y gasíferos, elaborando e implementando planes operativos que respeten los procesos y ciclos de la naturaleza, para contener las causas y reparar los efectos del cambio climático que ocurren como consecuencia del modelo capitalista depredador y estructurar planes de remediación de pasivos ambientales que minimicen el impacto de las operaciones en la cadena de valor de los hidrocarburos.



## ► PRINCIPALES METAS PETROLERAS INCLUIDAS EN LA LEY DEL PLAN DE LA PATRIA

- Incrementar el nivel de producción de crudo hasta 3.300 MBD para el 2014 y a 6.000 MBD para el 2019, de los cuales 4.000 MBD provendrán de la FPO Hugo Chávez Frías.
- Elevar la producción de gas natural hasta 7.830 MMPCD para el año 2014 y a 10.494 MMPCD para el año 2019.
- Elevar la capacidad de refinación nacional hasta 1.800 MBD para el año 2019.
- Incrementar la capacidad nacional de extracción de líquidos del gas natural en 130 MBD.
- Profundizar la estrategia de diversificación de mercados con una meta de exportación de crudo para el año 2019 de 1.335 MBD para el área de Latinoamérica y el Caribe y de 3.162 hacia Asia, especialmente China, India y Japón.
- Ampliar la cobertura de la red de distribución de gas metano para reducir el consumo de GLP, brindar mejor calidad de vida y disminuir la contaminación ambiental, a través del tendido de 8.625 km de tuberías y 16.818 km de líneas internas para beneficiar a 728.900 familias.
- Construir cinco plantas termoeléctricas con una capacidad total de generación de 2.620 MW
- Desarrollar el Cinturón Gasífero Costa Afuera de Venezuela y alcanzar una capacidad de producción de 300 MMPCD para 2014 y 2.030 MMPCD para el año 2019.



# RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS

El Plan de Inversiones para el período 2013-2019 es de 257 mil millones de dólares, para alcanzar un nivel de producción de 6.000 MBD de petróleo crudo, 10.494 MMPCD de gas, incrementar la capacidad nacional de extracción de líquidos del gas natural en 130 MBD y elevar la capacidad de refinación hasta 1.800 MBD.

Los aportes de PDVSA para el plan de inversiones han sido estimados en 81% de los fondos requeridos (208 mil millones de dólares), mientras que el resto, cerca de 19%, será desembolsado por los socios (49 mil millones de dólares).

La siguiente tabla muestra un sumario de las inversiones para el período 2013-2019:

## DESEMBOLSOS POR INVERSIONES 2013 – 2019

EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES

2013	DESEMBOLSOS POR INVERSIONES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL 2013-2019
12.750	Exploración y Producción	22.832	22.998	28.500	32.941	34.095	33.439	187.555
2.868	Gas	3.062	4.438	4.559	3.040	2.730	2.510	23.207
4.342	Refinación, Comercio y Suministro	4.312	5.836	5.493	3.993	2.746	3.292	30.010
2.938	Otras Organizaciones	5.766	1.201	1.357	1.515	1.601	1.368	15.746
<b>22.898</b>	<b>TOTAL</b>	<b>35.972</b>	<b>34.469</b>	<b>39.909</b>	<b>41.489</b>	<b>41.172</b>	<b>40.609</b>	<b>256.518</b>

**Nota:** El valor real 2013 de las inversiones reflejadas en esta tabla coincide con el detalle de la nota 7 de los Estados Financieros (EEFF). Esta tabla sólo contempla las inversiones en el país, por tanto, no coincide con la nota 15 de los EEFF que refleja las inversiones consolidadas a nivel mundial.





Los principales proyectos a acometer a los fines de alcanzar los objetivos estratégicos antes indicados se mencionan a continuación:

## ▶ PROYECTOS ASOCIADOS CON LA CADENA DE VALOR DEL NEGOCIO DEL PETRÓLEO

- Proyecto Integral de Exploración (PIEX).
- Crecimiento de la producción de crudo extrapesado con esfuerzo propio (Morichal, Cabrutica, Junín Sur, Boyacá, Ayacucho), y con empresas mixtas existentes (Petrocedaño, Petropiar, Petromonagas, Petrolera Sinovensa).
- Desarrollo de las Empresas Mixtas PetroJunín, Petrocarabobo, Petroindependencia, Petrovictoria, Petromacareo, Petromiranda y Petrourica.
- Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Araya (TAECA) y Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo y Sólidos (TAECSO).
- Oleoductos y patio de tanques Junín - Carabobo - Araya.
- Condominios industriales Carabobo y Junín.
- Infraestructura para el manejo de la producción temprana de la FPO Hugo Chávez Frías.
- Plantas termoeléctricas a base de coque petrolero en Jose, Junín y Carabobo.
- Refinería Petrobicentenario y Refinería Cabruta.
- Conversión profunda Refinería Puerto La Cruz y conversión media y profunda del CRP.
- Refinería Batalla de Santa Inés y ampliación de la Refinería El Palito.
- Reemplazo del poliducto para el Sistema de Suministro Los Andes (SUMANDES) y construcción del poliducto Puerto La Cruz - Maturín, poliducto Refinería El Palito - Barquisimeto y poliducto para el Sistema de Suministro Falcón-Zulia (SUFAZ).
- Ampliación de la flota marítima de transporte de crudo y productos con la incorporación de 4 Producteros, 8 Panamax, 4 Aframax, 4 Suezmax y 4 Gaseros.
- Ampliación del sistema de inyección de gas norte de Monagas (PIGAP I, II y III).
- Plantas Compresoras Sorocaima (Reemplazo PC Bachaquero I), Negra Hipólita (Reemplazo PCTJ-2) y Negro Primero (Reemplazo PCTJ-3).
- Generación de Vapor en Costa Oriental del Lago: plan de generación de vapor y adquisición de generadores de vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero.
- Nuevas Instalaciones El Furril (NIF).

## ▶ PROYECTOS ASOCIADOS A LA CADENA DE VALOR DEL NEGOCIO DE GAS

- Desarrollo del Cinturón Gasífero de Venezuela: Proyecto Mariscal Sucre y Proyecto Cardón IV (Rafael Urdaneta).
- Ampliación del sistema de transporte de gas para el mercado interno, Gasoductos: Anaco - Puerto Ordaz, Anaco - Jose, Anaco - Barquisimeto y Ulé - Amuay y construcción de los Gasoductos José Francisco Bermúdez (SINORGAS), Norte Llanero Fase I y Orinoco - Apure.
- Plantas de Extracción Profunda de LGN Pirital I, Soto I, IV Tren de San Joaquín y Planta de Fraccionamiento de LGN Jose V.
- Gasificación Nacional para el suministro de gas para uso residencial.
- Incremento de capacidad de compresión de gas baja y media presión Carito Pirital, Furril y la FPO Hugo Chávez Frías.

## ▶ OTROS PROYECTOS DE LAS DIFERENTES ACTIVIDADES DEL NEGOCIO

- Proyecto Autogas.
- Olefinas III (Complejo Petroquímico Ana María Campos), Planta de Ácido Sulfúrico y Planta de Ácido Fosfórico (Complejo Petroquímico Morón) y ampliación del Tren de Producción Mina Fosfática.
- Bases Petroindustriales Socialistas (BPISOS) en Palital, Chaguaramas, San Diego de Cabrutica, Soledad y Santa Rita.

# PRINCIPALES ACTIVIDADES



# EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

► PRIMERA  
EN RESERVAS  
PROBADAS DE CRUDO



298.353 MMBI

PROMEDIO  
DE PRODUCCIÓN



LÍQUIDOS  
3.015  
MBD

► LA DISTRIBUCIÓN de reservas por cuencas es la siguiente: 19.602 MMBI Maracaibo-Falcón; 1.183 MMBI Barinas-Apure; 277.225 MMBI Oriental y 343 MMBI Carúpano. La FPO Hugo Chávez Frías forma parte de la cuenca Oriental y sus reservas ascienden a 259.460 MMBI de crudo.

## ► RESERVAS



Todas las reservas de crudo y gas natural que están situadas en el territorio venezolano son propiedad de la República, estimadas por PDVSA y oficializadas por el Ministerio, siguiendo el manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos establecidas por este ente oficial. Estas normas no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.



Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos recuperables, estimados con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible, bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. Debido a la incertidumbre inherente y al carácter limitado de los datos sobre los yacimientos, las estimaciones de las reservas están sujetas a modificaciones en el tiempo, a medida que se va disponiendo de mayor información. De acuerdo con las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en:

► **RESERVAS DESARROLLADAS:** representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento con los pozos e instalaciones de producción disponibles.

► **RESERVAS NO DESARROLLADAS:** volúmenes que se esperan recuperar mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no drenadas o con la culminación de pozos existentes.



Las reservas de hidrocarburos son reajustadas anualmente para considerar, entre otras variables, los volúmenes de crudo y gas extraído, el gas inyectado y los cambios de reservas provenientes de descubrimientos de nuevos yacimientos y extensiones o revisiones de los existentes, todo lo cual genera cambios en las reservas probadas de los yacimientos.

En el año 2013, la producción fue de 1.056 MMBL de crudo (2.894 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de crudo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2013 de 68.132 MMBL.

La producción comercial de crudo en la República está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón (anteriormente denomina-

da Occidental-Zulia) con un volumen acumulado de 43.522 MMBL que se extiende a lo largo de los estados Zulia, Falcón, Trujillo y el Golfo de Venezuela; la producción de la cuenca Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) es de 1.460 MMBL que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la producción acumulada en la cuenca Oriental es de 23.150 MMBL que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y Sucre (la FPO Hugo Chávez Frías pertenece a la cuenca Oriental); la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada ya que fue incorporada en el año 2006 y abarca el norte del estado Sucre, Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas.



EN EL AÑO 2013, EL CRUDO Y EL GAS NATURAL REPRESENTARON 90% Y 10%, RESPECTIVAMENTE, DEL TOTAL ESTIMADO DE RESERVAS PROBADAS DE CRUDO Y GAS NATURAL SOBRE UNA BASE EQUIVALENTE DE CRUDO.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas y producción de hidrocarburos con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2013:

TABLA ▶ RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

CUENCA	PROBADAS <sup>1</sup>	PROBADAS DESARROLLADAS	PRODUCCIÓN <sup>5</sup> 2013	RELACIÓN RESERVAS PROBADAS / PRODUCCIÓN
	MMBL al 31/12/2013		MBD	AÑOS
<b>CRUDO</b>				
Maracaibo-Falcón	19.602	4.969	775	69
Barinas-Apure	1.183	229	41	80
Oriental	277.225	7.762	2.078	366
Carúpano	343	-	-	-
<b>TOTAL PETRÓLEO <sup>2</sup></b>	<b>298.353</b>	<b>12.960</b>	<b>2.894</b>	<b>282</b>
<b>GAS NATURAL EN MMBpe <sup>3</sup></b>				
Maracaibo-Falcón	7.616	1.495	123	170
Barinas-Apure	137	21	5	75
Oriental <sup>4</sup>	23.749	5.231	668	97
Carúpano	2.479	-	-	-
<b>TOTAL GAS NATURAL EN MMBpe</b>	<b>33.981</b>	<b>6.747</b>	<b>796</b>	<b>117</b>
<b>TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe</b>	<b>332.334</b>	<b>19.707</b>	<b>3.690</b>	<b>247</b>

<sup>1</sup> Desarrolladas y no desarrolladas.

<sup>2</sup> Incluye crudo extrapesado: reservas probadas de 258.299MMBL, reservas probadas desarrolladas por 3.984 MMBL, producción de 937 MBD, para una relación reservas probadas/producción de 755 años.

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

<sup>4</sup> Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez Frías, estimadas en 11.047 MMBpe al 31 de diciembre de 2013.

<sup>5</sup> No incluye 5 MBD de condensado de planta.

La siguiente tabla muestra las reservas y producción anual para cada uno de los campos principales de crudo de PDVSA, al 31 de diciembre de 2013:

**TABLA ▸ RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS**

PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

NOMBRE DEL CAMPO	UBICACIÓN	AÑO DEL DESCUBRIMIENTO	PRODUCCIÓN 2013	RESERVAS PROBADAS	RELACIÓN DE RESERVAS PROBADAS/ PRODUCCIÓN
	ESTADO		MBD	MMBI	AÑOS
Zuata Principal	Anzoátegui	1985	240	54.097	617
Cerro Negro	Anzoátegui	1979	175	32.376	506
Cerro Negro	Monagas	1979	257	22.826	244
Zuata Norte	Anzoátegui	1981	34	9.626	777
Uverito	Monagas	1979	12	9.431	2.186
Huyapari	Anzoátegui	1979	158	4.136	72
Bare	Anzoátegui	1950	73	1.874	70
Dobokubi	Anzoátegui	1981	38	1.395	101
Jobo	Monagas	1953	13	1.305	280
Melones	Anzoátegui	1955	36	1.076	83
Tia Juana Lago	Zulia	1925	97	2.840	80
Bloque VII: Ceuta	Zulia	1956	84	1.829	60
Bachaquero Lago	Zulia	1930	58	1.568	74
Urd. Oeste Lago	Zulia	1955	60	1.340	62
Boscan	Zulia	1945	101	1.230	33
Lagunillas Lago	Zulia	1913	51	1.159	62
Tia Juana Tierra	Zulia	1925	25	1.149	124
Lagunillas Tierra	Zulia	1913	41	956	64
Urd. Este Lago	Zulia	1955	4	520	346
Bloque III: Centro	Zulia	1957	7	458	187
Santa Bárbara	Monagas	1993	212	1.666	22
Mulata	Monagas	1941	175	1.273	20
El Furrial	Monagas	1986	290	1.068	10
Orocual	Monagas	1958	17	620	99
Travi	Monagas	2004	2	448	530
El Carito	Monagas	1988	41	279	19
Boquerón	Monagas	1989	8	203	67
Jusepín	Monagas	1944	17	178	29
Corocoro	Sucre	1998	37	96	7



## ▶ RESERVAS DE CRUDO



Los niveles de las reservas probadas de crudo, al cierre del año 2013, se ubicaron en 298.353 MMBL. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 19.602 MMBL Maracaibo-Falcón; 1.183 MMBL Barinas-Apure; 277.225 MMBL Oriental y 343 MMBL Carúpano. La FPO Hugo Chávez Frías forma parte de la cuenca Oriental y sus reservas ascienden a 259.460 MMBL de crudo, de las cuales 1 MMBL corresponden a crudo mediano, 3.795 MMBL a crudo pesado y 255.664 MMBL a crudo extrapesado.

En el año 2013 destacó la incorporación de 1.674 MMBL de reservas probadas, de las cuales 162 MMBL fueron por descubrimientos y 1.512 MMBL por revisiones. Así mismo, para el año 2012 la incorporación fue de 1.228 MMBL; en 2011 se ubicó en

2.159 MMBL; en 2010 fue de 86.411 MMBL; y en 2009 se incorporaron 39.949 MMBL.

Estas incorporaciones representan una tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido, de 159% (2013), 116% (2012), 198% (2011), 8% (2010) y 4% (2009). Las variaciones son el resultado; en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de petróleo en sitio y del uso de tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo. En el año 2013, el incremento fue generado principalmente por la incorporación de las reservas probadas de crudo en los yacimientos pertenecientes a las áreas tradicionales y a la FPO Hugo Chávez Frías (1.674 MMBL).

De acuerdo con los niveles de producción del año 2013, las reservas probadas de crudo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 282 años aproximadamente.



RESERVAS PROBADAS DE CRUDO  
**298.353**  
MMBL

## ▶ RESERVAS DE GAS NATURAL



La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 197.089 MMMPC (33.981 MMBpe) al 31 de diciembre de 2013, de los cuales 64.072 MMMPC (11.047 MMBpe) están asociados a la FPO Hugo Chávez Frías, razón por la cual se confirma que las arenas de la FPO Hugo Chávez Frías no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 35.335 MMMPC (6.092 MMBpe) están asociadas a crudo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Las reservas de gas natural de PDVSA son, en su mayoría, de gas asociado, el cual se produce conjuntamente

con el crudo y una alta proporción de estas reservas probadas, son desarrolladas.

Durante el año 2013, se inyectaron 1.014 MMMPC con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 39% del gas natural producido (2.628 MMMPC).

Las reservas de gas por cuenca, se distribuyen de la siguiente manera: 7.616 MMBpe Maracaibo-Falcón, 137 MMBpe Barinas-Apure, 23.749 MMBpe Oriental y 2.479 MMBpe Carúpano. En 2013 se incorporaron 2.295 MMMPC (396 MMBpe), de los cuales 667 MMMPC (115 MMBpe) fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 1.628 MMMPC (281 MMBpe) por revisión de yacimientos existentes



RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL  
**197.089**  
MMMPC



La tabla siguiente muestra las reservas probadas y las reservas probadas desarrolladas de crudo y de gas natural:

**TABLA ▶ RESERVAS PROBADAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA**  
EXPRESADAS EN MILLONES DE BARRILES (MMBI), A MENOS QUE SE INDIQUE LO CONTRARIO

	2013	2012	2011	2010	2009
<b>RESERVAS PROBADAS MMBI</b>					
Gas Húmedo	0,2	0,2	0,2	0,2	-
Condensado	2.384	2.617	2.647	1.976	1.844
Liviano	10.331	10.390	10.157	10.229	10.390
Mediano	9.742	9.786	9.650	10.437	10.822
Pesado	17.597	17.805	17.733	17.630	17.852
Extrapesado <sup>1</sup>	258.299	257.136	257.384	256.228	170.265
<b>TOTAL PETRÓLEO</b>	<b>298.353</b>	<b>297.735</b>	<b>297.571</b>	<b>296.501</b>	<b>211.173</b>
<b>RELACIÓN DE RESERVAS/PRODUCCIÓN (AÑOS)</b>	<b>282</b>	<b>280</b>	<b>273</b>	<b>274</b>	<b>192</b>
Gas natural (MMMPC)	197.089	196.405	195.234	195.096	178.877
Gas natural (MMBpe)	33.981	33.863	33.661	33.637	30.841
<b>TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe</b>	<b>332.334</b>	<b>331.598</b>	<b>331.232</b>	<b>330.138</b>	<b>242.014</b>
<b>RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS</b>					
Gas Húmedo	0,1	0,1	-	-	-
Condensado	615	639	674	400	399
Liviano	1.829	1.891	1.932	2.099	2.209
Mediano	1.911	2.071	2.237	2.474	2.875
Pesado	4.621	4.321	4.464	4.666	4.822
Extrapesado	3.984	4.053	4.345	4.608	4.749
<b>TOTAL PETRÓLEO</b>	<b>12.960</b>	<b>12.976</b>	<b>13.652</b>	<b>14.248</b>	<b>15.054</b>
Gas natural (MMMPC)	39.135	39.252	37.217	36.283	36.682
Gas natural (MMBpe)	6.747	6.768	6.417	6.256	6.324
<b>TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe</b>	<b>19.707</b>	<b>19.743</b>	<b>20.069</b>	<b>20.503</b>	<b>21.378</b>
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
<b>PETRÓLEO</b>	<b>4%</b>	<b>4%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>
<b>GAS NATURAL</b>	<b>20%</b>	<b>20%</b>	<b>19%</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>

<sup>1</sup> Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO Hugo Chávez Frías tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican, al cierre de diciembre de 2013 en 255.664 MMBI, aproximadamente.

## ▶ NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

En el año 2013 se destaca la incorporación por descubrimiento de ocho nuevos yacimientos, como resultado de los estudios efectuados en los Campos: Travi, Santa Ana y Santa Rosa (cuenca Oriental), Las Lomas (cuenca Barinas-Apure), y Tomoporo-La Ceiba (cuenca Maracaibo-Falcón), los cuales equivalen a 162 MMBI de crudo y 667 MMMPC de gas. De estas nuevas reservas descubiertas, 159 MMBI y 655 MMMPC corresponden al esfuerzo de Exploración, mientras que 3 MMBI y 12 MMMPC corresponden a estudios consignados por PDVSA Gas.





## ▶ EXPLORACIÓN

Como resultado de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el año 2013, se logró la aprobación por parte del Ministerio de un volumen de Reservas (Probadas y Probables) de 193,4 MMBI de crudo y 748,4 MMMPC de gas, asociadas a nuevos descubrimientos. A continuación el detalle por área.

TABLA ▶ ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES)

ÁREA	LOCALIZACIÓN	POZO	PROBADAS		PROBABLES		TOTAL (PROBADAS+PROBABLES)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	TRAVI ESTE-CX	TRV-7X	3,7	23,4	3,6	23,0	7,3	46,4
BOYACÁ	LAS LOMAS NORTE-AX	LLM-2X	7,0	459,1	1,5	1,0	8,5	460,1
OCCIDENTE	CEIN-AX	CEI-8X	148,5	172,1	29,2	69,8	177,7	241,9
<b>TOTAL</b>			<b>159,2</b>	<b>654,6</b>	<b>34,3</b>	<b>93,8</b>	<b>193,5</b>	<b>748,4</b>

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios durante 2013, estuvo centrada en la revisión, identificación y maduración de nuevas oportunidades para incorporar y actualizar la base de recursos de exploración, además de proponer los levantamientos sísmicos y localizaciones exploratorias que soportan el plan a corto y mediano plazo, a fin de identificar los volúmenes de hidrocarburos requeridos.

Con la finalidad de investigar un volumen de expectativas en el orden de 42.284 MMBI de crudo y

75.514 MMMPC, se programó la actividad Proyectos de Estudios Exploratorios para el año 2013, basada en la ejecución de 23 proyectos de estudio en las áreas de Occidente, Oriente, Boyacá y Costa Afuera. Además, se ejecutaron cinco proyectos de estudio con países con los cuales se han firmado convenios de cooperación: Cuba, Ecuador, Bolivia y Argentina, lo que permitirá investigar volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos con expectativas de 3.788 MMBI y 28.888 MMMPC.

Al cierre del período, se finalizaron 10 proyectos nacionales. A continuación se detallan los resultados por proyecto:

#### ▶ ÁREA DE ORIENTE



Se culminó el Proyecto de Reexploración Orocuai, el cual incorporó a la base de recursos de exploración expectativas de 20,37 MMBI y 48,9 MMMPC. Con respecto al Proyecto Evaluador de Prospecto

y Delineación y Desarrollo (PEP-PDD) Oriente (fase III y IV respectivamente), se ha orientado a apoyar los pozos en perforación y el proceso de estimación de reservas y preparación de documentos para la solicitud de permisos de perforación.

#### ▶ ÁREA BOYACÁ



Se logró la culminación del Proyecto Reexploración Boyacá, el cual aporta a la base de recursos de exploración la actualización de prospectos en el área tradicional de Barinas, con expectativas

totales de 10,25 MMBI y 1,46 MMMPC. Por otra parte, el PEP-PDD Boyacá logró reanudar la construcción de la localización MANTECAL ESTE-BX con expectativas de 40,23 MMBI y 6,39 de MMMPC. Con la perforación del pozo LLM-2X se logró incorporar reservas (probadas y probables) de 8,5 MMBI y 460,1 MMMPC.

TABLA ▶ PROYECTOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN (PIEX)

SUB-PROYECTOS	RESERVA DE HIDROCARBUROS	RESEVAS DE GAS	SÍSMICA 2D	SÍSMICA 3D	N° DE POZOS EXPLORATORIOS	TIEMPO DEL PROYECTO	INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO	DESEMBOLSO DEL PROYECTO	AVANCE FÍSICO DEL PROYECTO
	MMBI	MMMPC	km	km <sup>2</sup>			MMUS\$	MMUS\$	(%)
PIEX Fachada Caribe	1.798	15.349	35.263	5.442	49	2008-2021	1.343	59	4,4
PIEX Golfo de Venezuela Falcón	1.813	11.187	5.911	5.923	18	2010-2021	541	35	24,5
PIEX Norte Monagas Serranía	1.242	4.938	1.800	5.000	20	2007-2021	558	223	27,5
PIEX Trend Anaco Guárico	195	1.286	3.450	3.574	7	2009-2019	349	35	3,1
PIEX Anzoátegui Monagas Central Pantano	1.136	3.379		900	22	2007-2021	611	-	4,4
PIEX Zulia Oriental Falcón	1.075	1.380	1.600	8.428	20	2007-2021	653	199	31,5
PIEX Centro Sur Norte	410	2.135	1200	4.424	25	2007-2018	478	311	20,2
PIEX Centro Sur Sur	376	347	2.016	2.275	12	2007-2020	264	82	31,1
<b>TOTAL</b>	<b>8.045</b>	<b>40.001</b>							



PARA EL AÑO 2013 CONTINUÓ EN EJECUCIÓN UN PROYECTO DE COSTA AFUERA:

**PGO TORTUGA-BLANQUILLA, CON 97% DE AVANCE Y EXPECTATIVAS EN EL ORDEN DE 13.046,95 MMBI Y 3.219,01 MMMPC**

▶ **ÁREA OCCIDENTE**



Se logró la culminación del proyecto PEP-PDD Occidente, con la incorporación de reservas en el orden de 177,7 MMBI y 241,9 de MMMPC. Adicionalmente, con la perforación del pozo FRA-21X se espera el sometimiento de reservas:

181 MMBI y 144 MMMPC. En cuanto al Proyecto Reexploración Framolac Sur, mejoró la información del dato acondicionado con relación al cubo sísmico resultante del reprocesamiento a los fines de verificar la mejora en la calidad del dato y obtener información que permita afinar la interpretación del área.

▶ **ÁREA COSTA AFUERA**



Se logró la culminación del Proyecto de Generación de Prospecto (PGP) Golfo de Paria (fase II), obteniendo como resultado la documentación y el análisis de riesgo de expectativas en el orden de 38,72 MMBI y 4,34 MMMPC. El PGP Norte de Paria logró la documentación de expectativas de 1.540,90 MMBI y 2.797,2 MMMPC. Por otra parte, con

el cierre del Proyecto de Generación de Oportunidades (PGO) Golfo de Venezuela (fase I) se lograron certificar 28 oportunidades análogas al campo Perla, con expectativas en el orden de 18.934 MMMPC y 1.999 MMBI condensado. El PGO Ensenada de Barcelona se está realizando la revisión y certificación del riesgo y volumetría de los 5 Leads asociados al Play de Villa de Cura y en espera de presentación al Comité Técnico de Exploración.

**ACTIVIDAD SÍSMICA**

El procesamiento de datos sísmicos en tierra Barinas Este 07G 3D, al cierre del periodo tiene un avance de 100%, en las actividades de migración de post apilamiento en tiempo, lo cual sirve como insumo principal para el inicio del PGO Barinas-Este, actualmente en ejecución.

**ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA**

Nueve pozos trabajados; tres en progreso, cuatro completados y dos pozos abandonados.

**TABLA ▶ ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN**

NÚMERO DE POZOS

ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN	2013	2012	2011	2010	2009
Pozos Completados	4	2	2	1	3
Pozos Suspendidos	-	-	-	-	1
Pozos Bajo Evaluación	-	1	1	-	-
Pozos en Progreso	3	5	3	1	-
Pozos Secos o Abandonados	2	1	-	2	1
<b>TOTAL POZOS EXPLORATORIOS</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>POZOS DE ARRASTRE</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>
<b>POZOS DE DESARROLLO PERFORADOS<sup>1</sup></b>	<b>454</b>	<b>469</b>	<b>402</b>	<b>368</b>	<b>495</b>

<sup>1</sup> Los pozos perforados se encuentran discriminados de la siguiente manera para el año 2013: 419 de PDVSA Petróleo y 35 de PDVSA Gas; esto no incluye 138 pozos de las Empresas Mixtas liviano-mediano y 345 pozos de las Empresas Mixtas de la FPO Hugo Chávez Frías, para un total de 937 pozos.



## ► PRODUCCIÓN

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, en el período enero-diciembre 2013, alcanzó un total de 3.300 MBD, el cual se distribuye de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva Oriente 902 MBD (Gestión Directa 816 MBD, Empresas Mixtas 63 MBD y PDVSA Gas 23 MBD), Dirección Ejecutiva Occidente 1.042 MBD (Gestión Directa 696 MBD, Empresas Mixtas 346 MBD), Dirección Ejecutiva Faja 1.356 MBD (Gestión Directa 489 MBD, Empresas Mixtas 142 MBD, Empresas Mixtas Faja 725 MBD).



La producción fiscalizada de crudo más LGN total Nación atribuible a PDVSA durante 2013 fue de 3.015 MBD, la cual se divide de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva Oriente 964 MBD (Gestión Directa 881 MBD, Empresas Mixtas 59 MBD y PDVSA Gas 24 MBD), Dirección Ejecutiva Occidente 777 MBD (Gestión Directa 485, Empresas Mixtas 292 MBD), Dirección Ejecutiva Faja 1.274 MBD (Gestión Directa

495 MBD, Empresas Mixtas 114 MBD y Empresas Mixtas de la Faja 665 MBD).

En promedio durante el período enero-diciembre de 2013, la producción de Gas Natural Nación fue de 7.395 MMPCD, de los cuales 2.779 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 4.616 MMPCD (796 MBpe).



La tabla siguiente resume la producción fiscalizada de crudo y LGN a nivel nación, para el período especificado:

**TABLA ▶ PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE CRUDO Y LGN**

PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE DE 2013, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

PRODUCCIÓN NACIÓN	2013	2012	2011	2010	2009
Dirección Oriente	964	1.061	1.106	1.101	1.151
Dirección Occidente	777	799	810	843	950
Dirección Faja	1.274	1.174	1.213	1.178	1.069
<b>PRODUCCIÓN NACIÓN <sup>1</sup></b>	<b>3.015</b>	<b>3.034</b>	<b>3.129</b>	<b>3.122</b>	<b>3.170</b>

<sup>1</sup> A partir del 1° de abril del año 2011 se creó una nueva estructura, constituida por Direcciones Ejecutivas, fusionándose los Negocios de Exploración y Producción (EyP) y la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).

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

**TABLA ▶ PRODUCCIÓN DE PDVSA, PRECIO DE VENTA Y COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO**

EN EL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD), A MENOS QUE SE INDIQUE LO CONTRARIO

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	2013	2012	2011	2010	2009
Condensado	116	107	104	96	103
Liviano	469	487	511	577	578
Mediano	637	875	917	863	941
Pesado + Extrapesado	1.677	1.441	1.459	1.439	1.390
<b>TOTAL PETRÓLEO</b>	<b>2.899</b>	<b>2.910</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>
Líquidos del Gas Natural	116	124	138	147	158
<b>TOTAL PETRÓLEO Y LGN (A)</b>	<b>3.015</b>	<b>3.034</b>	<b>3.129</b>	<b>3.122</b>	<b>3.170</b>
<b>GAS NATURAL (MMPCD)</b>					
Producción Bruta	7.395	7.327	7.125	6.961	6.990
Menos: reinyectado	2.779	2.871	2.884	2.958	2.800
Gas natural neto (MMPCD)	4.616	4.456	4.241	4.003	4.190
<b>Gas natural neto (MBDpe) (B)</b>	<b>796</b>	<b>768</b>	<b>731</b>	<b>690</b>	<b>722</b>
<b>TOTAL HIDROCARBUROS EN Bpe (A+B)</b>	<b>3.811</b>	<b>3.802</b>	<b>3.860</b>	<b>3.813</b>	<b>3.892</b>
<b>PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PDVSA POR CUENCA</b>					
Maracaibo-Falcón	776	796	806	832	943
Barinas-Apure	41	46	55	61	71
Oriental	2.082	2.068	2.130	2.082	1.998
<b>TOTAL PETRÓLEO</b>	<b>2.899</b>	<b>2.910</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>
<b>PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA (MMPCD)</b>					
Maracaibo-Falcón	771	796	787	849	931
Barinas-Apure	34	7	35	40	4
Oriental	6.590	6.524	6.303	6.072	6.055
<b>TOTAL GAS</b>	<b>7.395</b>	<b>7.327</b>	<b>7.125</b>	<b>6.961</b>	<b>6.990</b>
Precio Cesta Exportación (US\$/Bl) <sup>1</sup>	98,08	103,42	100,11	72,18	57,01
Precio de venta del gas natural (US\$/MPC)	0,66	0,95	0,88	0,65	1,13
<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN (US\$/Bpe) <sup>2</sup></b>					
Incluye Empresas Mixtas	11,40	11,09	7,53	5,53	6,33
Excluye Empresas Mixtas	10,63	10,86	7,23	5,23	5,64

<sup>1</sup> Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas de PDVSA.

<sup>2</sup> El costo de producción por barril (para el crudo, el gas natural y el líquido del gas natural), es calculado dividiendo la suma de costos directos e indirectos de producción (excluye la depreciación y el agotamiento), entre los volúmenes totales de la producción de crudo, de gas natural y el líquido del gas natural.

## ► DIRECCIÓN EJECUTIVA ORIENTE

En lo que respecta a los logros operacionales del negocio de producción por cada dirección ejecutiva durante el período enero-diciembre de 2013, se indican los siguientes:

### ► DIVISIONES PUNTA DE MATA Y FURRIAL

Alcanzó una generación de potencial adicional de 47,1 MBD, la cual se discrimina a continuación: 32,2 MBD en los campos Santa Bárbara, Mulata, El Carito y El Furrial de las Divisiones Punta de Mata y Furrial respectivamente, debido a la implementación de sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas en 10 pozos. Asimismo, en tres pozos de completación original ubicados en los campos antes mencionados de la División Punta de Mata, se logró una generación de 7,0 MBD adicionales al plan comprometido. 3,2 MBD por la reactivación de dos pozos del campo El Furrial, mediante la aplicación de modificadores de permeabilidad relativa que permiten bloquear la producción de agua sin reducir la producción de crudo, evitando así aislar completamente zonas con producción de agua.



Igualmente, se logró superar en más de 190% (1,9 MBD) la generación de potencial comprometido en el pozo SBC-56 (División Punta de Mata), mediante trabajo de reacondicionamiento permanente con taladro en el Campo Santa Bárbara.

1,2 MBD en tres pozos del Campo Mulata (División Punta de Mata), mediante la ejecución de prueba piloto de levantamiento natural por gas, mejorando la producción debido a la disminución de la columna hidrostática mediante el cañoneo restringido de la zona de gas. 0,9 MBD asociados al pozo CRC-14 del campo El Carito de la División Punta de Mata, por aislamiento selectivo en zonas invadidas por agua de inyección en el pozo, permitiendo incrementar la producción de

crudo en 83% y disminuyendo el corte de agua de 44% a 9,2%, permitiendo un drenaje más eficiente de las reservas en zonas invadidas por el agua de inyección. Finalmente, una generación de 0,7 MBD mediante la reactivación de pozos categoría dos y tres de los Campos Quimare y La Ceiba, logrando incorporar 19% de incremento a producción de crudo parafínico para alimentar la Refinería San Roque.

Asimismo, en la División Punta de Mata se realizó, con esfuerzo propio, el mantenimiento nivel V al set de compresores (mantenimiento mayor) del Centro Operativo Tejero, garantizando el manejo de 60 MMPCD de compresión de gas.

### ► DIVISIÓN COSTA AFUERA

En lo que respecta a esta división, específicamente en el Distrito Oriental, utilizando el taladro PetroSaudi Saturn se perforaron los pozos DR11 y DR5A, siendo éste último el único pozo en el cual se logró culminar su completación inferior y superior (producción asociada: 75 MMPCD de gas). Adicionalmente, se culminó la segunda campaña de instalación de equipos submarinos y 37,4 km de umbilicales hidráulicos y eléctricos en el Campo Dragón; se logró el tendido de 18,2 km de tubería de recolección de 16 pulgadas y el tendido de 19,6 km de gasoducto submarino en el Golfo de Paria, asimismo se obtuvo un avance de 53,3% en el tendido del gasoducto tramo terrestre (3,5 km) desde la costa hasta la Planta de Acondicionamiento de Gas al Mercado Interno (PAGMI). En relación con la Empresa Mixta Petrowarao, se obtuvo una generación de 0,8 MBD correspondiente a dos pozos del campo Pedernales.

## ► DIRECCIÓN EJECUTIVA OCCIDENTE

### ► DIVISIÓN LAGO

Se alcanzó un avance de 93% en el proyecto para el reemplazo de los oleoductos (30 pulgadas) entre la Plataforma de Empalme (PE1-9) y el Patio de Tanques Punta de Palmas (completando el tendido de 58 km), para el manejo de 37 MBD de crudo. Asimismo, se colocó en marcha la segunda gabarra autopropulsada "Manuela Saenz" para el tendido de líneas de crudo, esta unidad contó con una ingeniería, procura y construcción 100% nacional y posee un sistema de autopropulsión de posicionamiento dinámico (DPS2) a fin de evitar el uso de anclas y brindar mayor precisión,





evitando así la rotura de cables o líneas existentes en el fondo marino; desde su puesta en funcionamiento se ha logrado el tendido de 94 pozos, equivalentes a 106 km con una recuperación de 3,4 MBD de crudo y 4,8 MMPCD de gas. Por otra parte, en lo referente al tendido de tubería flexible, se lograron instalar 210,8 km de tubería de 3 pulgadas asociada a 144 pozos, 398,8 km de tubería de 4 pulgadas asociada a 286 pozos y 163,2 km de tubería de 6 pulgadas asociada a 100 pozos.

▶ **DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL**

Se lograron mejoras a la infraestructura para el manejo y disposición de crudo en la Empresa Mixta Petroperijá, a través de la adecuación de hornos en la estación de flujo Alturitas II, mejoras al sistema de tratamiento de agua producida en dicha estación de flujo, adecuación del sistema de bombas de emulsión, mantenimiento mayor de tanques de almacenamiento y mejoras en el sistema de venteo de la estación de flujo Alpuf.

Se mejoró la infraestructura para el manejo de crudo con el reemplazo del oleoducto de 10 pulgadas del Campo Mara Oeste de manera de asegurar el manejo de la producción asociada (2,7 MBD) de la estación de flujo Maraven-1. Se realizó la reparación, con esfuerzo propio, del sistema de inyección de aguas efluentes en la estación de flujo "B" de La Paz, así mismo se construyeron siete tanques metálicos para almacenamiento de productos químicos y se culminó la automatización del tanque de lavado de dicha estación de la Empresa Mixta Petroundaneta.

▶ **DIRECCIÓN EJECUTIVA FAJA DEL ORINOCO**

▶ **DIVISIÓN BOYACÁ**

Se logró la reactivación, mediante esfuerzo propio, del pozo Sipororo-4X del Campo Sipororo, el cual permitirá la obtención de 7,2 MMPCD de gas natural para apalancar la generación de la Planta Termoeléctrica, para generar 115 MW al Sistema Eléctrico Nacional. Por otra parte, se logró la puesta en marcha de la Planta de Generación Eléctrica Móvil Distribuida en

Por otra parte, se realizó la instalación de un transformador eléctrico de 42 MW de potencia en la sub-estación Zulia-9 del Campo Boscán. Este proyecto de confiabilidad eléctrica se llevó a cabo con esfuerzo conjunto entre CORPOELEC y la Empresa Mixta Petroboscán; logrando así mantener el flujo de la energía al 70% de los pozos activos que se encuentran en la zona sur del área operativa de Campo Boscán, garantizando una mayor confiabilidad del sistema de distribución eléctrica a las instalaciones de la Empresa Mixta Petroboscán.

▶ **DIVISIÓN COSTA ORIENTAL**

Se logró la adquisición de 40 generadores de vapor, de los cuales 36 ya iniciaron operaciones. Asimismo, se realizó el suministro adicional de 10 MMPCD de gas para la generación de vapor, incrementando la producción de crudo en 6 MBD por la incorporación de 33 pozos nuevos y 376 pozos por inyección alterna de vapor.

▶ **DIVISIÓN SUR DEL LAGO TRUJILLO**

Se logró la rehabilitación exitosa de cuatro pozos del Campo Moporo mediante cambios de métodos de producción y recañoneo de arenas prospectivas, generando una producción adicional de 4,3 MBD de crudo. Por otra parte, se realizó el tendido de 8,7 km de líneas de producción en pozos nuevos de los Campos Franquera y La Ceiba, dicha líneas manejan una producción total de 12 MBD de crudo.





#### ► DIVISIÓN JUNÍN

Se logró un avance de 99% en la construcción del Proyecto Gas para Generación de Potencia, el cual comprende la construcción, instalación y puesta en marcha de una planta de compresión y tratamiento de gas, que consta de tres unidades compresoras recíprocas, un sistema de deshidratación y control de punto de rocío con capacidad de 63 MMPCD de gas, cuya finalidad será tratar el gas de proceso y comprimirlo para su entrega como combustible a la Planta Termoeléctrica de San Diego de Cabrutica. Actualmente se realiza la integración de los sistemas, para la entrega definitiva al custodio de la planta.

Asimismo, se inició la producción temprana del Distrito Junín Sur en el mes de agosto de 2013, con la perforación de 10 pozos y completación de cinco pozos de la macolla JA-16.

#### ► DIVISIÓN CARABOBO

Se logró alcanzar 100% de avance físico en la construcción y puesta en marcha de la estación de flujo M-35, con lo cual se logrará mejorar la confiabilidad operacional en la producción de 145 MBD de crudo de la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa.

#### ► DIVISIÓN AYACUCHO

Se alcanzó un 100% de avance físico en la Instalación de 7 km de tubería de 12 y 16 pulgadas, así como instalación de un separador de 30 MBD; garantizando así la flexibilidad en las operaciones de manejo de crudo entre la Empresa Mixta Petropiar y el Distrito San Tomé, mitigando las pérdidas de producción por la ejecución de paradas de planta. Estas instalaciones mecánicas fueron necesarias para el manejo de la producción de 15 MBD de crudo y el diluyente de pozos asociados a las estaciones de la Empresa Mixta Petropiar.

## PRINCIPALES PROYECTOS

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
MARISCAL SUCRE	Incorporar al mercado interno, el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera en el oriente del país, desarrollar el 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe para producir 1.250 MMPCD de gas y 28 MBD de condensado.	En este proyecto se tiene planificada la perforación de 34 pozos, instalación de dos plataformas de producción, así como los sistemas de producción submarinos, líneas de recolección y sistema de exportación, incluyendo la construcción de 563 Km de tuberías marinas, urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), plantas de adecuación y procesamiento de gas PAGMI. El proyecto inició su ejecución en el año 2007 esta dividido en dos Fases (I y II), la fase I tiene dos etapas, un esquema de Producción acelerada de 300 MMPCD a finales del 2014 y la incorporación de otros 300 MMPCD a finales del 2017; y se tiene planificada su culminación en el 2022 de la Fase II, con una inversión estimada de 13.741 millones de dólares en todo el Proyecto.
JUSEPÍN 120	Minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Jusepín.	Se instalaron 4 motocompresores nuevos, manejando cada uno 30 MMPCD de gas; mejorando de esta manera la flexibilidad operacional y disminuyendo el cierre de producción por mantenimientos programados. El costo del proyecto fue de 44,93 MMUS\$ y actualmente está comprimiendo 120 MMPCD a nivel de 120 libras por pulgada cuadrada (LPC). El proyecto fue cerrado y capitalizado según norma. Planta compresora en operación.
PLANTA COMPRESORA JUSEPÍN 200	Instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón)	La ingeniería, procura y construcción para la instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón), esta conformada por cuatro trenes de compresión con capacidad para manejar 200 MMPCED de gas en el nivel de 60 Psig. Avance físico del proyecto 46%. Inicio:01/10/2011. Fin:30/04/2014. Inversión Total :288,13MMUS\$. Fase del proyecto en implantación.
AMPLIACIÓN PLANTA COMPRESORA AMANA	Incrementar la capacidad de compresión de gas en 120 MMPCD en el nivel de 450 Psig a 1200 Psig, en el Centro Operativo Amana Planta.	Instalación de un (01) Turbocompresor, comprimiendo 120 MMPCD. Avance físico del proyecto 98%. Inicio: 01/02/2012. Fin: 01/07/2014. Inversión Total : 84,42 MMUS\$.
AMPLIACIÓN PLANTA COMPRESORA MUSIPAN	Incrementar la capacidad de compresión de gas en 120 MMPCED (60 MMPCED en el nivel de 60 Psig y 60 MMPCED en el nivel de 450 Psig), Musipan Planta.	Instalación de dos (02) Turbocompresores Avance físico del proyecto 77,4%. Inicio: 28/06/2011. Fin: 30/06/2014. Inversión Total: 130,22 MMUS\$. Fase del proyecto implantación. Se encuentran en sitio todos los equipos mayores incluyendo los dos (02) Turbocompresores.





PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
<b>REEMPLAZO DE 11 OLEODUCTOS DE 9, 12 Y 16 PULGADAS POR TUBERÍA FLEXIBLE</b>	Eliminar las fallas y filtraciones presentadas a lo largo de la línea, cumplir con las normativas y medidas de seguridad para prevenir el impacto ambiental, como consecuencia del vencimiento de la vida útil del material.	Se producirá aumento en la confiabilidad del transporte de 1.454 MBL de crudo liviano (32° API). Tubería fabricada y lista en espera de despacho y transporte. Avance físico del proyecto 60%. Inicio: 01/02/2012. Fin: 31/12/2015. Fase del proyecto en implantación. Inversión: 224 MMUS\$.
<b>CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE COMPRESIÓN CACIQUE SOROCAIMA</b>	Disponer de la infraestructura requerida para sustituir la capacidad de compresión actualmente manejada por la Planta Compresora Bachaquero 1 (PCBA-1).	El proyecto esta ejecutando simultáneamente la ingeniería básica y de detalle. Avance físico del proyecto 21%. Inicio: 01/10/2005. Fin: 01/12/2015. Inversiones: 228,6 MMUS\$. Concluida la Ing. Básica y de Detalle. Fase del proyecto en implantación.
<b>SEGMENTO PDVSA PETROBOSCÁN EN PROYECTO ANILLO 138 kW</b>	Aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de áreas operativas de PDVSA, del sistema eléctrico nacional (autosuficiencia). Disminuir la incidencia de fallas eléctricas (interrupciones) de larga duración en la producción del Campo Boscan.	Actualmente el proyecto esta en ingeniería conceptual y creación de convenio con CORPOELEC para separación de SE Z-10. Avance físico del proyecto 28%. Inicio: 01/08/2011. Fin: 31/12/2015. Inversión: 58,3 MMUS\$.
<b>OLEODUCTO 42 PULGADAS MORICHAL-PTO</b>	El objetivo es la ampliación de la capacidad de transporte en 550 MBD.	A través del tendido API 5L X-60 42" X 151,5 Km, y 10 estaciones de válvulas/OCEMI en PTO, protección catódica y sistema para transmisión de datos. Actualmente la ingeniería de detalle 50%. Inicio: 28/08/2005. Fin: 31/03/2016. Inversión Total: 338,4 MMUS\$.
<b>INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO DE 36 PULGADAS MORICHAL-PTO</b>	Incremento de la capacidad de transporte en 120 MBD	La etapa I (50 MBD), comprende la construcción de la estación RB-II e incremento de bombeo en la estación Morero, incluye la preparación de sitio, instalación de bombas e instalaciones eléctricas. Avance total del proyecto 46%. Inicio: 01/01/2009. Fin: 30/04/2014. Inversión Total: 494,4 MMUS\$. Fase del Proyecto: Implantación.
<b>INCREMENTO CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN PTO</b>	Ampliación del patio de Tanques Oficina en 1 MBD.	En dos (02) etapas: Etapa I construcción de (04) tanques de techos flotantes de 250 MB de capacidad y su interconexión al nuevo sistema de bombeo. Etapa II construcción de (04) tanques de 250 MB de capacidad y su interconexión al sistema construido en la fase I. Avance del proyecto 71%. Inicio: 2001. Fin: 30/08/2014. Inversión Total: 260,1 MMUS\$.
<b>OLEODUCTO 42 PULGADAS PTO-TAE (JOSE)</b>	El tendido de 160 Km de tubería 42" desde PTO hasta TAEJ, incluyendo diez (10) estaciones de válvulas teleoperadas, protección catódica y fibra óptica para transmisión de datos. Construcción en PTO de dos (02) estaciones de bombas, S/E 25 MVA 34,5/4,16 Kv y servicios auxiliares para operación del sistema de bombas	Avance del proyecto 81%. Inicio: 17/01/2005. Fin: 28/05/2014. Inversión: 477,3 MMUS\$. Fase del Proyecto: Implantación.
<b>DILUENDUCTO PATIO DE TANQUES OFICINA-CENTRO OPERACIONAL BARE</b>	El tendido de 125 km de tubería de diferentes diámetros (262 x 62 km, 20" x 18 km, 20" x 9 km y 16" x 3 km + 20" x 34 km), siete (07) estaciones de válvulas teleoperadas, una (01) estación de bombas de refuerzo en PTO, una S/E de 25 MVA/ 34,5/4,16.	Avance actual del proyecto 38%, fecha inicio: 2005. fecha de culminación 2014. Inversión Total: 300,9 MMUS\$. Fase del Proyecto: Implantación ingeniería de detalle.
<b>CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TAEJAA</b>	El aumento en la capacidad de almacenamiento mesa-30 (30° API) / (mery-16 (16 API) en Terminal de almacenamiento y embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA)	Construcción de cinco (05) tanques de almacenamiento de 350 MB (c/u) TA1-T-01/02/05/06/09. Fase actual del proyecto implantación 63%. Inicio: /2008. Fin: 09/2014. Inversión: 211 MMUS\$.
<b>INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EMBARQUE DE MONOBOYAS TAEJAA</b>	El proyecto considera las siguientes áreas: transporte de crudo: aumentar la capacidad de bombeo de crudo hacia la nueva Monoboya MB-2 y puestos 1, 2, 3 existentes (5 bombas x 20 MBH y 4 bombas x 10 MBH); embarque: nueva Monoboya MB-2, un (01) puesto de embarque, carga de dos productos simultáneos, capacidad de banqueros 80K-320 TPM, tuberías submarinas (2 x 42"D X 8 km) y tuberías terrestres (2 x 42"D X 1,6 km); PLEM+ anclajes y cadenas + mangueras submarinas y flotantes (2 líneas).	Avance total del proyecto 31%, fase del proyecto en implantación. Inicio: 2008. Fin: 09/2014. Inversión: 244,8 MMUS\$.
<b>ADQUISICIÓN DE NUEVAS MONOBOYAS TAEJAA</b>	La adquisición de dos (02) nuevas Monoboyas tipo torreta, adecuación de la sala de bombas este y una parada mayor para la sustitución de las Monoboyas Este y Oeste existentes del Terminal.	Avance del proyecto 54% de ingeniería básica, realizando estudios especiales. Inicio: 01/01/2012. Fin: 31/08/2015. Inversión Total: 80 MMUS\$. Fase del proyecto implantación.
<b>CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETOURICA</b>	El proyecto contempla el IPC de Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF: Permanente: 400 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD.	Avance del proyecto 99% de ingeniería básica definición, realizando estudios especiales. Inicio: 01/01/2011. Fin: 31/12/2018. inversión: 71,8 MMUS\$.
<b>CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROCARABOBO</b>	El proyecto contempla el IPC de 2 CPF: CPF/TEMPORAL: 30 MBD, CPF: CPE/Permanente: 310 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD.	Avance del proyecto 96% de ingeniería de detalle. Inicio: 01/01/2011. Fin: 31/12/2018. Inversión: 379,1 MMUS\$.
<b>CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROINDEPENDENCIA</b>	El proyecto contempla el IPC de Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF: Permanente: 2 CPF de 200 MBD, con 4 trenes de 50 MBD C/U, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD.	Avance del proyecto 70% IPC. Inicio: 01/01/2012. Fin: 31/12/2019. Inversión: 84,8 MMUS\$.



## ▶ **ÁREA CARABOBO - AYACUCHO**

Iniciada la implantación del Proyecto "Rehabilitación Menor Sistema de Agua Potable de Carabobo", con un avance de 32%; estas rehabilitaciones permiten la consolidación del servicio, soportando el crecimiento poblacional vinculado a la fuerza laboral petrolera y sus actividades conexas.

Se culminó el "Plan de Acción Inmediata (PAI)" en obras de asfaltado de vialidad (72.863 toneladas), atendiendo las siguientes poblaciones de la FPO Hugo Chávez Frías: Soledad, Temblador, Palital y Chaguaramas.

En proceso de contratación los proyectos: "Rehabilitación del Sistema de Agua Servida de Palital", "Rehabilitación Mayor de la Vialidad Troncal 15, Temblador - Barrancas", "Rehabilitación Mayor de la Vialidad El Tigre-soledad (116 Km)". Estas rehabilitaciones permiten la consolidación del servicio, soportando el crecimiento poblacional vinculado a la fuerza laboral petrolera y sus actividades conexas.

En ingeniería los proyectos: "Sistema de Agua Potable y Servidas de Chaguaramas", "Urbanismo de 7616 viviendas en Chaguaramas", "Integración del Urbanismo de 650 viviendas en Morichal", "Urbanismo para 11.219 viviendas en Temblador", "Sistema de Agua Potable y Aguas Servidas de Ciudad Bolívar", "Acueducto Mayor de Ayacucho", "Sistema de Aguas Servidas de Soledad", Urbanismo para 6.825 Viviendas en Soledad, "Sistema de Agua Potable de Soledad. (FASE II).

## PROYECTOS NO PETROLEROS

**E**l 17 de Enero 2013 se crea la Gerencia de Proyectos No Petroleros, suprimiendo la Dirección Ejecutiva del Proyecto Socialista Orinoco (DEPSO) así como sus funciones y proyectos, los cuales serían responsabilidad de la Dirección Adjunta de Ingeniería, Procura y Construcción Faja Petrolífera del Orinoco.

La Gerencia de Proyectos No Petroleros tiene como objetivo contribuir a consolidar el territorio de la FPO Hugo Chávez Frías, en un modelo de desarrollo socialista; está inscrito en los lineamientos del Plan de la Patria, de acuerdo a la Nueva Geopolítica Nacional.

Durante el año 2013 se continuó con la ejecución de obras de infraestructura que permitan la coexistencia equilibrada de los proyectos petroleros y no petroleros en la FPO Hugo Chávez Frías.

Para el período 2013 - 2019 la cartera de proyectos se ubica en un total de 91 proyectos distribuidos en las Áreas: Carabobo 24 proyectos, Ayacucho 17 proyectos, Junín 34 proyectos y Boyacá 16 proyectos.

Para el año 2013 se aprobaron 26 proyectos, 10 de los cuales fueron asumidos por la División Ayacucho (de la línea transporte y vialidad).



## ▶ ÁREA JUNÍN

Iniciada la implantación del Proyecto “Rehabilitación Mayor de la vialidad Troncal 15: Valle de la Pascua-El Tigre (219,11 km)”, con un avance de 3,10%. Rehabilitación Menor del Sistema de Agua Potable Bloque Junín con un avance de 40%. Estas rehabilitaciones tienen como objetivo garantizar una amplia cobertura, continuidad y calidad de este servicio para la población actual y proyectada, tomando en consideración el crecimiento poblacional asociado al desarrollo petrolero y sus actividades asociadas.

En proceso de contratación los proyectos: Rehabilitación Vialidad Local 9 Empalme T015-Mapire (139,20 km), Ampliación del Sistema de Agua Potable de Mapire, Rehabilitación del Sistema de Agua Potable Santa María de Ipire. FASE 2.

En Ingeniería de los proyectos “Acueducto Mayor de Junín”, “Sistema de Agua Potable y Servidas de Zuata”, “Rehabilitación del Sistema de Agua Potable de Pariaguán”, “Sistema de Agua Potable de San Diego de Cabrutica”, “Urbanismo para 4.406 viviendas en Zuata”, “Urbanismo para 6.189 viviendas en Mapire”, “Clínica Industrial Tipo II Hato El Palote Municipio Zaraza”, “Urbanismo para 4.894 viviendas en San Diego de Cabrutica”, “322 viviendas con Urbanismo en San Diego de Cabrutica”. “400 viviendas en áreas de redensificación en San Diego de Cabrutica”,

## ▶ ÁREA BOYACÁ

Iniciada la ingeniería conceptual del proyecto “Sistema de Agua Potable y Servidas de Santa Rita” con un avance de 19%. Estas rehabilitaciones tienen como objetivo garantizar una amplia cobertura, continuidad y calidad de este servicio para la población actual y proyectada, tomando en consideración el crecimiento poblacional relacionado al desarrollo petrolero y sus actividades asociadas.

En proceso de contratación la implantación de los proyectos: Rehabilitación de las vialidades: “Local 9 de Guárico Empalme Troncal 015-Espino”, “Local 09, Tramo Espino – Parmana”, “Troncal 12, Las Mercedes – Cabruta”.

### AMBIENTE

Se culminó la Visualización de los siguientes proyectos:

- “Programa de Gestión Integral de Desechos Sólidos Urbanos en la Faja Petrolífera del Orinoco”, elaborado los Términos de Referencia para la contratación de la Fase Conceptual del proyecto.
- “Bosques con Fines de usos Múltiples en la FPO Hugo Chávez Frías”, Elaborado los Términos de Referencia para la contratación de la Ingeniería Conceptual y Básica de la Franja ambiental protectora del Complejo de mejoramiento Falconero.
- “Conservación de los Morichales en la FPO Hugo Chávez Frías”. Elaborado los Términos de Referencia para la Contratación del plan de Conservación.



**PDVSA**  
PETROMONAGAS  
Plena Soberanía Petrolera  
¡Viviremos y Venceremos!

## ▶ EMPRESAS MIXTAS



La Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) es la filial que tiene como propósito la administración y control de todos los negocios derivados del proceso de migración de los Convenios Operativos, Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y los Convenios de Asociación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) a Empresas Mixtas.

A 10 años de su reactivación, celebra una invalorable gestión que ha marcado pauta en el acontecer nacional por la puesta en marcha de diversos proyectos en materia energética que ha apuntalado a Venezuela como potencia energética en el mundo; con una visión pluripolar, ajustada al nuevo esquema de negocios internacionales, con una misión comprometida con el desarrollo endógeno y dedicada al crecimiento económico de la Nación.

Como hecho histórico para el país, se destaca la recuperación de la plena soberanía de los recursos energéticos a través de la Nacionalización de los Convenios Operativos, de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y los Convenios de Asociación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco, convirtiéndolos en Empresas Mixtas, con mayoría accionaria para PDVSA con un 60% y el 40% restante para los socios. Asimismo, llevó como bandera el Proyecto Orinoco Magna Reserva, con el cual se logró situar a Venezuela como el país con las mayores reservas de crudo en el mundo. Estas iniciativas de rescate de nuestra soberanía fueron gra-

cias a la visión del Comandante Supremo Hugo Chávez Frías, razón por la cual los trabajadores petroleros, en acuerdo con la Junta Directiva y el Ejecutivo Nacional, en homenaje y reconocimiento, decidieron denominar a la FPO como Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.

La CVP participó en el desarrollo de áreas costa afuera, logrando consolidar la Plataforma Central de Producción del Campo Corocoro, consiguiendo así el primer despacho de crudo Costa Afuera con 100% esfuerzo propio. De esta manera se destacó la integración en Venezuela por primera vez de una gabarra de producción para procesar 30 MBD y una plataforma de producción para procesar 70 MBD.

Posterior a estos hechos, la CVP emprendió un plan de acción para colocar a disposición de la sociedad venezolana y países hermanos las máximas reservas de crudo, mediante la promoción del incremento de capacidad de producción de los hidrocarburos y el desarrollo integral de los proyectos de producción, mejoramiento, dilución, refinación y desarrollo so-



cial, bajo la consolidación de nuevos negocios en la FPO Hugo Chávez Frías y en los Campos Maduros que ha traído consigo la creación de nuevas Empresas Mixtas.

La CVP ha sido partícipe en la creación de 44 Empresas Mixtas en conjunto con representantes de 49 empresas de capital nacional y extranjero de 21 países hermanos que coadyuvan en la redefinición de la industria petrolera vene-

zolana. Esta corporación ha evolucionado para convertirse en un negocio próspero, con una utilidad rentable y que agrega valor al desarrollo del país, con un propósito específico que hoy la define como una "Filial de Misión y Objetivos Estratégicos" y como una de las filiales más importantes de la industria petrolera, materializando diversos logros que cambiaron para siempre la historia petrolera del país.

### ▶ MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS, CONVENIOS DE ASOCIACIÓN ESTRATÉGICA DE LA FPO Y CONVENIOS DE EXPLORACIÓN A RIESGO Y GANANCIAS COMPARTIDAS A EMPRESAS MIXTAS

En el año 2005 se inicia el rescate de todos aquellos negocios que nuestra industria petrolera había concertado durante la apertura petrolera, con la finalidad de reconquistar la soberanía petrolera y hacer valer los intereses de la Nación en el manejo de sus recursos energéticos.

En este sentido, entre los años 2006 y 2008, vía decreto presidencial, quedan extinguidos los denominados Convenios Operativos, Convenios de Asociación Estratégica de la FPO y Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas; dando paso a un nuevo esquema de negocio: Las Empresas Mixtas, que enterraron 10 años de negociaciones perjudiciales que ocasionaron grandes distorsiones en materia económica y financiera para la industria y el país por ser un esquema poco transparente ante el Fisco Nacional y una fuente de costos crecientes para PDVSA.

Con el nuevo esquema de negocio, PDVSA logra ser el accionista mayoritario de la Empresa Mixta a conformar. Asimismo, se incluye una serie de términos y condiciones en materia impositiva que redundan en beneficios para el Estado, tales como: incremento de la regalía y el Impuesto Sobre La Renta (ISLR); además de la creación de nuevos impuestos, cuyos importes son destinados a mejorar la calidad de vida de la colectividad.

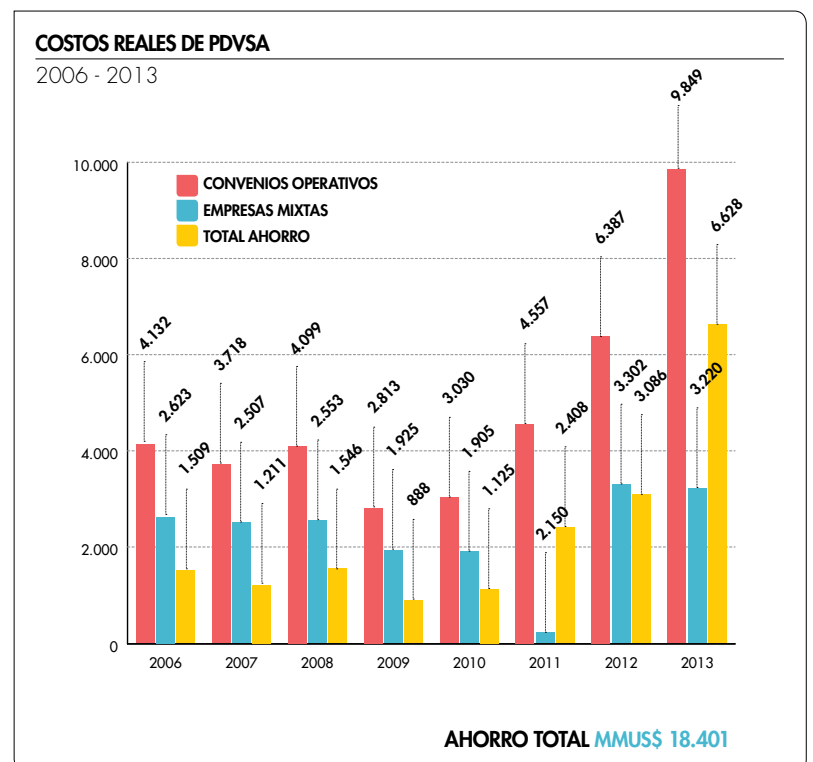
Otra característica importante del modelo de Empresas Mixtas está relacionada con la colocación en los mercados del petróleo extraído: éste no podrá ser comercializado por terceras compañías. Aunque el recurso explotado será propiedad de las operadoras de las Empresas Mixtas, el hidrocarburo lo comercializará el Estado venezolano a través de PDVSA u otro ente estatal.

Este ahorro de **MMUS\$ 18.401** ha sido posible gracias a la lucha emprendida por el Comandante Supremo Hugo Chávez Frías en su afán de materializar el rescate de la Plena Soberanía Petrolera. Esta política forma parte de su legado, compromiso irrenunciable de los trabajadores petroleros y la Junta Directiva de PDVSA.

### ▶ DISMINUCIÓN EN LOS COSTOS REALES DE PDVSA DURANTE LOS AÑOS 2006 A 2013 PRODUCTO DE LA CONVERSIÓN A EMPRESAS MIXTAS DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS

Los Convenios Operativos fueron diseñados con el objetivo de operar 32 campos petroleros distribuidos entre el Oriente y Occidente del país. Las condiciones que regulaban estos convenios resultaban sumamente costosas para PDVSA, ya que se debía pagar honorarios de operación y de capital, intereses de capital e incentivos de producción a los operadores.

Con la eliminación de los Convenios Operativos y la creación de las Empresas Mixtas, PDVSA ha obtenido un ahorro total entre los años 2006-2013 de alrededor de 18.401 millones de dólares.



## ▶ PARTICIPACIÓN FISCAL DE LAS EMPRESAS MIXTAS PROVENIENTES DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS

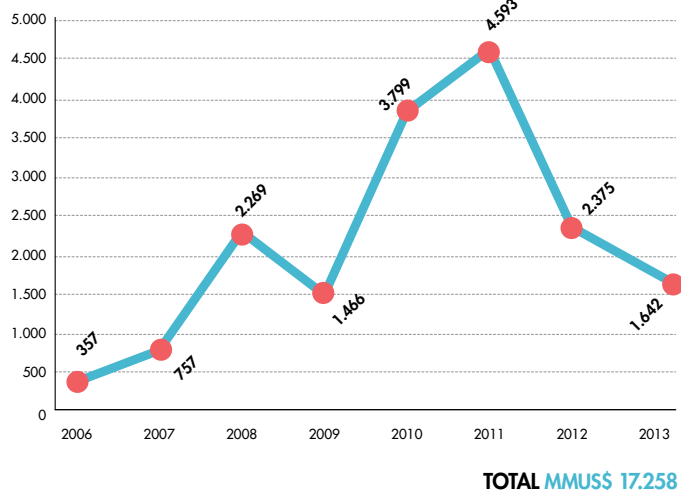
Los Convenios Operativos pagaban impuestos como empresas del sector no petrolero, generando que la tasa del ISLR aplicable fuera significativamente inferior a la establecida en la legislación tributaria vigente. Los convenios tampoco cancelaban la regalía al Estado.

Como parte de la política de Plena Soberanía Petrolera, se han implementado una serie de impuestos adicionales, tal es el caso del denominado impuesto de ventajas especiales de 3,33% sobre los ingresos brutos y el impuesto destinado al desarrollo de proyectos endógenos, que representa 1% antes del ISLR. Asimismo, las Empresas Mixtas tienen la obligación de pagar un impuesto superficial por aquellos campos que la empresa mantenga ociosos y un impuesto sombra que asegure que la suma de la regalía de 30%, la regalía adicional de 3,33%, y el ISLR sea igual, como mínimo y en cada año fiscal, a 50% de los ingresos brutos de la Empresa Mixta. Estas medidas generadoras de grandes beneficios en materia impositiva han sido posibles tras la obtención del control del sector petrolero a través de las Empresas Mixtas.

Los ingresos adicionales que ha percibido el Estado desde el año 2006 hasta el cierre de 2013 en materia impositiva, producto del cambio de esquema de negocio oscilan alrededor de los 17.258 millones de dólares.

### APORTES FISCALES ADICIONALES

2006 - 2013



## ▶ PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS MIXTAS PROVENIENTES DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS EN EL DESARROLLO SOCIAL

El aporte que otorgan las Empresas Mixtas al desarrollo social del país ha marcado la gran diferencia entre el anterior esquema de negocio y el nuevo modelo de Empresas Mixtas. Estas contribuciones honran compromisos adquiridos por el Estado en materia de educación, infraestructura, salud, vivienda, apalancamiento de Empresas de Propiedad Social, entre otros, con la finalidad de elevar la calidad de vida del pueblo.

Estas empresas contribuyen con el Estado mediante un impuesto de 3,33% sobre los ingresos brutos denominado ventajas especiales, distribuido de la siguiente manera:

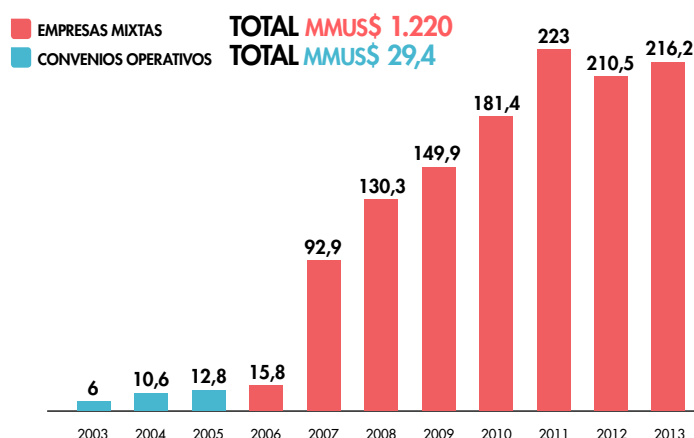
- a | **FONDO DE AHORRO NACIONAL PARA LA CLASE OBRERA (FANCO):** 2,22%, administrado directamente por el Gobierno Bolivariano y destinado a los proyectos establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo.
- b | **MUNICIPIOS PETROLEROS:** 1,11%, de los cuales 30% será destinado a los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la Empresa Mixta y 70% para el resto de los municipios petroleros, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de las entidades.

Adicionalmente, contribuyen con el 1% de la utilidad antes de impuestos para las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno.

Los aportes realizados durante el año 2013 para el desarrollo social (2,22% y 1%) por las Empresas Mixtas se ubicaron en 216,2 millones de dólares, que arrojan una contribución total, entre los años 2006-2013, de 1.220 millones de dólares.

### APORTE AL DESARROLLO SOCIAL DE LAS EMPRESAS MIXTAS PROVENIENTES DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS

2003-2012





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

**TABLA ▶ COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS VS. EMPRESAS MIXTAS**

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

### ▶ EMPRESAS MIXTAS DE CRUDO EXTRAPESADO Y DE OPERACIONES COSTA AFUERA CONSTITUIDAS DENTRO DEL PROCESO DE NACIONALIZACIÓN Y RESCATE DE LA PLENA SOBERANÍA PETROLERA

Las Empresas Mixtas creadas durante la nacionalización de la FPO Hugo Chávez Frías, fueron aquellas provenientes de los Convenios de Asociación para la explotación de crudo extrapesado, en las áreas Junín (antes Zuata), Carabobo (antes Cerro Negro) y Ayacucho (antes Hamaca) para su mejoramiento y comercialización en el mercado internacional; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y de la asociación denominada Orifuels SINOVEN, S.A. En el año 2007, con la finalidad de poner fin al proceso de privatización de la industria petrolera venezolana, el Gobierno Revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela estableció el Decreto N° 5.200, mediante el cual se determina la migración a Empresas Mixtas de estos convenios.

Es importante señalar que durante el proceso de nacionalización de la FPO Hugo Chávez Frías, Petrozuata, C.A. (Convenio de Asociación Estratégica

pasó en 100% a manos de PDVSA, con lo que se logró el control total de los negocios.

Posteriormente, en Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Petrozuata, C.A. celebrada en septiembre de 2011, se autoriza la reversión de activos operacionales que correspondían a Petrozuata, C.A., se acuerda el cambio de denominación o razón social y se autoriza transferir las acciones de la empresa a la CVP, pasando a denominarse en adelante Petroanzoátegui, S.A., con un porcentaje accionario de 100% por parte de la CVP.

Las Empresas Mixtas nacionalizadas forman parte de la reorientación energética que emprendió el Gobierno Bolivariano en el marco del Plan Siembra Petrolera en el año 2005 y han sido concebidas bajo una visión estratégica en materia de hidrocarburos y con compromiso social en sus áreas de influencia, manteniendo los niveles de calidad, sin perder la orienta-

ción de su actividad medular que es producir crudo, mejorarlo y comercializarlo en los mercados nacionales o internacionales, brindando al Estado mayores beneficios por la actividad petrolera.

Uno de los grandes aspectos positivos que trajo consigo la nacionalización, fue desmontar la vieja te-

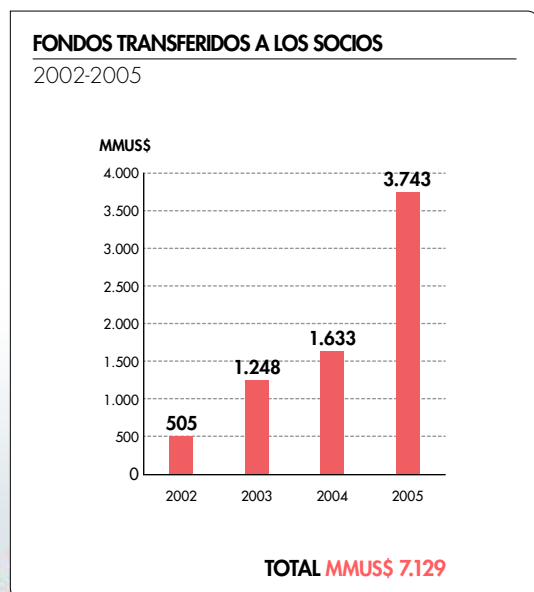
sis de que el crudo de la FPO era bitumen, puesto que actualmente se desarrollan procesos de mejoramiento que han convertido a este crudo en uno de tipo liviano, evaluado y comercializado de manera muy atractiva en el mercado internacional.

### ▶ IMPACTO DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN ESTRATÉGICA DE LA FPO EN LOS RESULTADOS ECONÓMICOS DE PDVSA

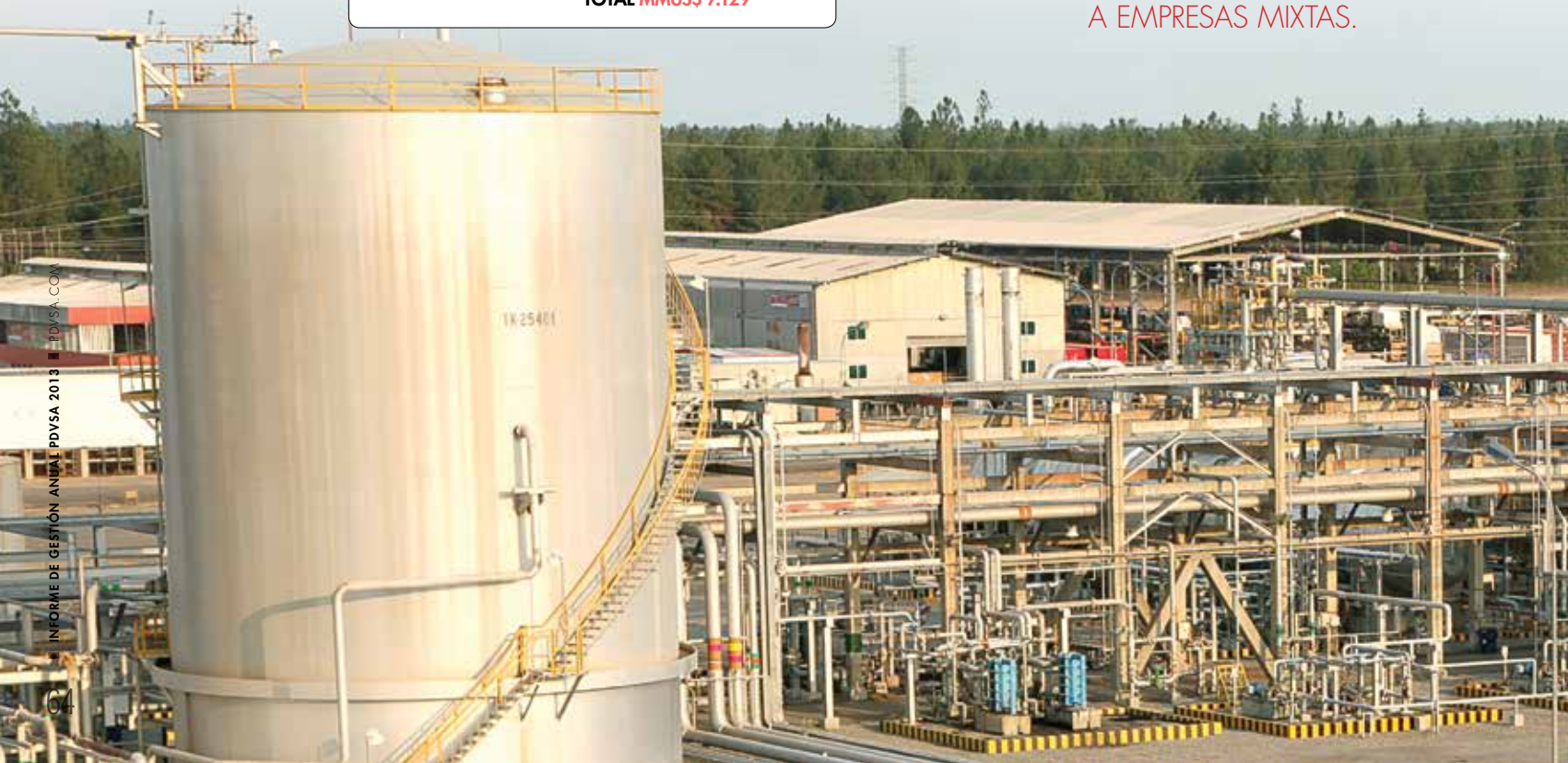
Durante el funcionamiento de las antiguas asociaciones de la FPO, los ingresos del Estado venezolano se vieron perjudicados debido a la evasión de impuestos (ISLR, regalías, exportación, entre otros) por parte de las asociaciones. En el caso de los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO, durante el lapso 2002-2005, el pago de las regalías descendió al nivel más bajo, colocándose en 1%. De esta forma,

las empresas transnacionales maximizaron sus ganancias mientras que el Estado dejó de percibir un total de 7.129 millones de dólares por este concepto.

Otro de los impactos negativos que trajo consigo la creación de estos negocios fue el incumplimiento de los términos de los contratos respecto a las áreas asignadas para la explotación y producción de crudo; ya que en algunos casos se ocupaba el doble de los terrenos de explotación sin autorización previa, por lo que los proyectos no se correspondían con los planes de desarrollo nacional.



CON LA IMPLANTACIÓN DEL NUEVO MODELO DE EMPRESA MIXTA, EL ESTADO HA PERCIBIDO UNA CONTRIBUCIÓN ADICIONAL DE APROXIMADAMENTE 6.948 MILLONES DE DÓLARES PRODUCTO DE LA MIGRACIÓN DE LAS ANTIGUAS ASOCIACIONES A EMPRESAS MIXTAS.







**TABLA ▶ CONTRIBUCIÓN ADICIONAL PRODUCTO DE LA MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN ESTRATÉGICA A EMPRESAS MIXTAS**  
EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

SIMULACIÓN EX-ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS DE LA FPO	2013	2012	2011	2010	2009	2008	TOTAL ACUMULADO
Regalía	2.015	1.848	1.873	1.583	1.058	1.863	10.240
Impuesto de Extracción	2.015	1.848	1.873	1.583	1.058	1.863	10.240
Contribución Especial Precios Extraordinarios	3.635	3.417	3.639	163	9	1.417	12.280
Impuesto Ciencia y Tecnología	54	67	43	42	90	-	296
Impuesto sobre la Renta	1.422	1.543	646	751	451	1.068	5.881
Contribución Antidrogas	28	30	13	15	9	21	116
Impuesto Ley Aporte del Deporte	28	30	-	-	-	-	58
<b>TOTAL</b>	<b>9.197</b>	<b>8.783</b>	<b>8.087</b>	<b>4.137</b>	<b>2.675</b>	<b>6.232</b>	<b>39.111</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>1.507</b>	<b>1.473</b>	<b>867</b>	<b>878</b>	<b>657</b>	<b>1.046</b>	<b>6.428</b>
<b>TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EX-ASOCIACIONES</b>	<b>10.704</b>	<b>10.256</b>	<b>8.954</b>	<b>5.015</b>	<b>3.332</b>	<b>7.278</b>	<b>45.539</b>

REAL EMPRESAS MIXTAS	2013	2012	2011	2010	2009	2008	TOTAL ACUMULADO
Regalía	3.625	3.329	3.375	2.856	1.901	3.394	18.480
Impuesto de Extracción	405	366	372	309	212	333	1.997
Contribución al Desarrollo Endógeno	24	28	33	9	39	29	162
Contribución Especial Precios Extraordinarios	3.635	3.417	3.639	163	9	1.417	12.280
Impuesto Ciencia y Tecnología	54	67	43	42	90	229	525
Impuesto sobre la Renta	2.079	1.370	1.599	2.330	1.012	1.441	9.831
Contribución Antidrogas	21	33	37	61	24	14	190
Impuesto Ley Aporte del Deporte e Impuesto Sombra	21	33	-	-	-	-	54
<b>TOTAL</b>	<b>9.864</b>	<b>8.643</b>	<b>9.098</b>	<b>5.770</b>	<b>3.287</b>	<b>6.857</b>	<b>43.519</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>2.520</b>	<b>2.499</b>	<b>590</b>	<b>1.015</b>	<b>730</b>	<b>1.614</b>	<b>8.968</b>
<b>TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EMPRESAS MIXTAS</b>	<b>12.384</b>	<b>11.142</b>	<b>9.688</b>	<b>6.785</b>	<b>4.017</b>	<b>8.471</b>	<b>52.487</b>
<b>VARIACIÓN / EFECTO TOTAL NACIÓN</b>	<b>1.680</b>	<b>886</b>	<b>734</b>	<b>1.770</b>	<b>685</b>	<b>1.193</b>	<b>6.948</b>

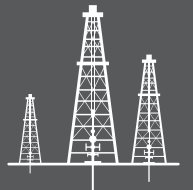


**TABLA ▶ COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN ESTRATÉGICA FPO VS. EMPRESAS MIXTAS DE LA FPO HUGO CHÁVEZ FRÍAS**

CONVENIOS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS	VS	EMPRESAS MIXTAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eran Sociedades Anónimas donde el Estado tenía participación minoritaria.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Son Sociedades Anónimas, teniendo una participación mayor al 60% en promedio.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El precio de venta y la comercialización del crudo y producto eran fijado por las operadoras, las cuales estaban bajo control administrativo de terceros. Un punto importante es que Challmette procesaba el crudo de cerro negro 16°API.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El precio de venta y la comercialización del crudo y producto son fijados por las nuevas empresas creadas; excepto Petromonagas el cual es comercializado por parte de la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro en ultramar a un precio fijado por estos últimos. Por nuevas especificaciones, el crudo de Petromonagas es de 18°API.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El flujo de efectivo positivo a favor de los accionistas de las tres empresas dependía de excedentes de efectivo que estaban asociados a las deudas respectivas, por lo que indirectamente los bancos participaban en la administración de estas empresas.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solo el flujo de efectivo positivo a favor de los accionistas de Petrocedeño depende de excedentes de efectivo que están asociados a las deudas, por lo que indirectamente el banco participa en la administración de esta empresa.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cada Asociación poseía autonomía en el presupuesto anual de <i>Capital Expenditures</i> (Capex) y <i>Operational Expenditures</i> (Opex).</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Presupuesto anual tanto de inversiones como operaciones es aprobado directamente por CVP como máximo accionista, alineado a las políticas de PDVSA.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• No estaban en línea con los planes de desarrollo de la nación.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera y la Ley del Plan de la Patria.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El pago del ISLR se efectuaba a tasa de empresas del sector no petrolero (34%).</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El pago del ISLR se adecúa a la tasa actual vigente para el sector petrolero (50%).</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las políticas contables tales como: cálculo de la depreciación y presentación de los activos fijos, inventarios, ISLR eran ajustadas por las trasnacionales.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las políticas contables están alineadas a las políticas y normativas de PDVSA.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de mano de obra administrativa eran absorbidos por las operadoras.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de mano de obra administrativa se generan en sintonía con las políticas de PDVSA. Se realizan los respectivos recobros a cada empresa mixta por medio de la CVP.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de las propiedades, plantas y equipos eran registrados a costos históricos.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de las propiedades, plantas y equipos inicialmente fueron registrados al costo más la prima.</li> </ul>



# NUEVOS NEGOCIOS DE FPO HUGO CHÁVEZ FRÍAS Y CAMPOS MADUROS



PDVSA continúa afianzando el fortalecimiento geopolítico y estratégico del mercado energético nacional a través de la puesta en marcha de diversos estudios conjuntos con otros países en la FPO Hugo Chávez Frías y en los campos maduros, con el objetivo de dar paso a la creación de nuevas Empresas Mixtas que permitan colocar a disposición de la sociedad venezolana y de nuestros países hermanos la mayor cantidad de reservas de crudo. De esta manera se ha ido trabajando en el cumplimiento de uno de los Objetivos Estratégicos de la Ley del Plan de la Patria 2013-2019, el cual busca desarrollar la FPO Hugo Chávez Frías y campos maduros, y así contribuir en la consecución de la meta planteada de producción para 2019.

Los proyectos que se llevan a cabo en estas áreas han contemplado un proceso de selección de socios y el desarrollo de proyectos integrados, bajo el esquema de Empresa Mixta, con una participación mayoritaria del Estado venezolano no menor de 60%.

En esta integración se conjugan diversidad de culturas y conocimientos que han traído consigo un alto y calificado desempeño técnico del personal que hoy conforma las nuevas Empresas Mixtas

# ▶ FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS

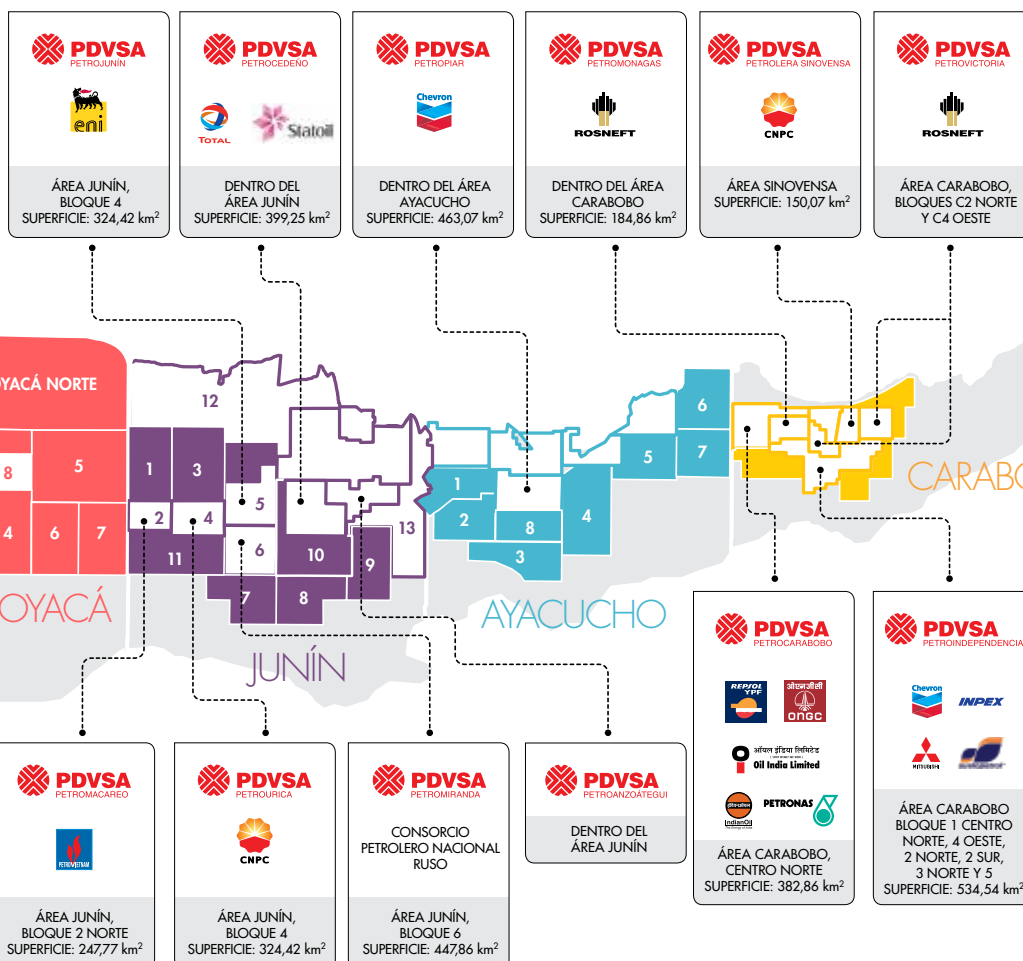


En la actualidad existen doce empresas constituidas y operando en bloques de la FPO Hugo Chávez Frías, de las cuales once son sociedades con participación de capital extranjero y una de ellas (Petroanzoátegui) es 100% capital PDVSA.

- ▶ **ÁREA CARABOBO:** Petromonagas, Petrolera Sinovensa, Petrovictoria, Petroindependencia y Petrocarabobo.
- ▶ **ÁREA AYACUCHO:** Petropiar.
- ▶ **ÁREA JUNÍN:** Petrocedeño, Petrourica, Petromiranda, Petromacareo, Petrojunín y Petroanzoátegui.
- ▶ **ÁREA BOYACÁ:** no se ha constituido ninguna Empresa Mixta a la fecha.

EMPRESAS MIXTAS  
CONSTITUIDAS EN  
LA FPO HUGO  
CHÁVEZ FRÍAS

12



0 BOYACÁ  
6 JUNÍN  
1 AYACUCHO  
5 CARABOBO

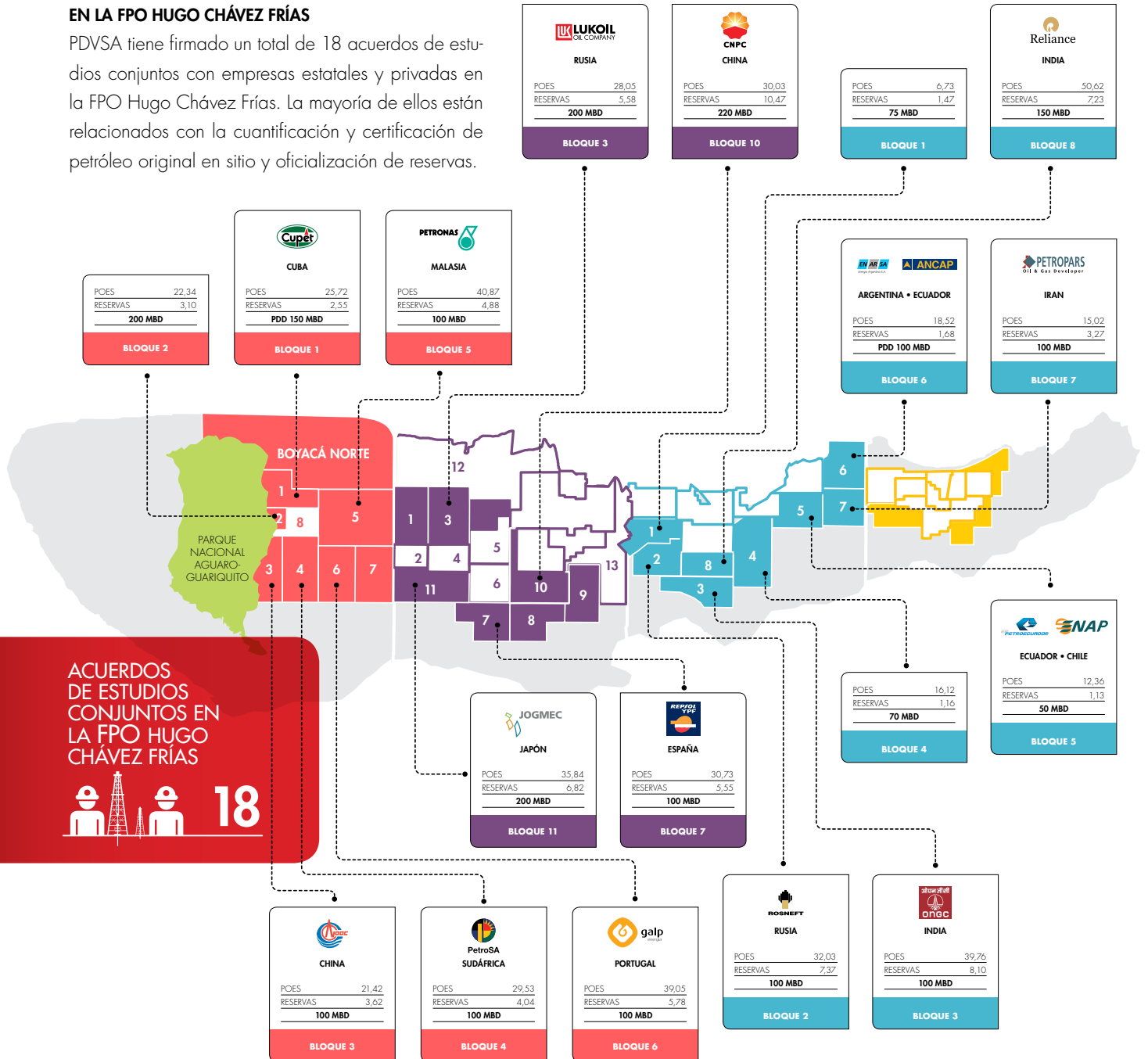
Como aspecto relevante, se destaca la creación de la Empresa Mixta Petrovictoria, S.A., entre PDVSA-CVP y ROSNEFT de Rusia, en mayo de 2013. Venezuela cuenta con una mayoría accionaria de 60%, mientras que Rusia posee el 40% restante.

Esta Empresa Mixta tiene como objetivo la exploración y explotación de crudo y gas natural en dos bloques del área Carabobo: Carabobo 2 Norte, con una superficie de 132,01 km² y Carabobo 4 Oeste, de 209,86 km², para producir 400 MBD en el año 2019, de los cuales se mejorarán 200 MBD de 8 °API a 42 °API.



▶ ACUERDOS DE ESTUDIOS CONJUNTOS  
EN LA FPO HUGO CHÁVEZ FRÍAS

PDVSA tiene firmado un total de 18 acuerdos de estudios conjuntos con empresas estatales y privadas en la FPO Hugo Chávez Frías. La mayoría de ellos están relacionados con la cuantificación y certificación de petróleo original en sitio y oficialización de reservas.



En la actualidad, se encuentran tres acuerdos en proceso para estudios conjuntos: Ayacucho 8, con la empresa Reliance, de India; Junín 10, con la empresa CNPC, de China; y Boyacá 1, con la empresa Cupet, de Cuba. Los 18 bloques, en conjunto, tienen un potencial de producción de 2,2 MMBD diarios.

Seguidamente se presenta un resumen de los acuerdos vigentes en la FPO Hugo Chávez Frías.

**TABLA ▶ ACUERDOS VIGENTES FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

ÁREA	BLOQUE	SITUACIÓN ACTUAL
JUNÍN	<b>JUNÍN 10</b> CNPC, <i>China</i> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>El 22 de septiembre de 2013 se firma el Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA CVP y la empresa China CNPC para el bloque Junín 10. El plan de desarrollo contempla producir 220 MBD mediante la inversión de 14 MMMUS\$, así como la posibilidad de que CNPC adquiera una participación en Petrocedeno.</li> </ul>
AYACUCHO	<b>AYACUCHO 3</b> ONGC, <i>India</i> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>El 9 de octubre de 2013 se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto del Bloque Ayacucho-3 con ONGC.</li> </ul>
	<b>AYACUCHO 8</b> RELIANCE INDUSTRIES LIMITED, <i>India</i> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>El 9 de octubre se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto que permitirá determinar la potencialidad del bloque, y la "Ampliación del mejorador de Petroanzótegui".</li> </ul>
BOYACÁ	<b>BOYACA 1</b> CUPET, <i>Cuba</i> .	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el año 2012, se da por finalizado el estudio conjunto y se inició el proceso para la constitución de la Empresa Mixta. En Mayo 2013, autoridades de PDVSA y CUPET acuerdan redimensionar el Plan de Negocios para producir 50 MBPD. Actualmente, se está a la espera del inicio del Estudio Conjunto.</li> </ul>

## ▶ CAMPOS MADUROS

Los campos maduros son aquellos que se caracterizan por haber alcanzado el pico de su producción y comienzan su etapa de declinación, han sido explotados por más de diez años y su producción acumulada es mayor a 75% de las reservas recuperables.

El portafolio de campos maduros de la CVP vigente en el año 2013 incluye, fundamentalmente, campos con un factor de agotamiento igual o mayor a 50% y una producción igual o menor a 10 MBD, salvo algunas excepciones.

En cuanto a los acuerdos de estudios conjuntos en proceso para cada una de las áreas, se tiene para 2013 el siguiente avance:

**TABLA ▶ ACUERDOS DE ESTUDIOS CONJUNTOS**

NEGOCIOS	CAMPOS	SITUACIÓN ACTUAL
PDVSA - PETROVIETNAM VIETNAM	BLOQUE I LAGUNILLAS BLOQUE IX LAMA BLOQUE XIV LAMA	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el marco del acuerdo de estudio conjunto firmado en el año 2011 entre PDVSA y PETROVIETNAM, para la explotación de los campos Bloque I Lagunillas - Bloque IX Lama - Bloque XIV Lama, ubicados en el lago de Maracaibo; en el caso del Bloque IX (1) Lama se finalizó el estudio. El negocio se encuentra en evaluación técnica y financiera.</li> </ul>
PDVSA - ECOPETROL COLOMBIA	GUAFITA LA VICTORIA BLOQUE IX (12) LAMA BLOQUE XIV LAMA BLOQUE IX (1) LAMA	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el año 2013 se presentaron a Comité Guía (CG) los resultados preliminares del estudio: Campos en el lago: 151 MMBL a drenar (incluye 82 MMBL por recuperación secundaria-IA), sin embargo las evaluaciones económicas determinaron que el proyecto de IA genera pérdida de valor. Campos en Apure 71 MMBL. Para los campos en el lago sin incluir el Bloque IX (1) Lama (25 MMBL, pendientes estimados de inversiones y Gastos); y excluyendo el proyecto de IA, las reservas a drenar se reducen a 43,2 MMBL, con inversiones de US\$MM 229 y gastos de MMUS\$ 720. Para los campos en Apure las inversiones y gastos se estiman en MMUS\$ 460 y MMUS\$ 1098. Posteriormente, el 13 de agosto se firmó el addendum II de renovación del acuerdo de estudio conjunto por seis meses. El estudio se encuentra actualizando la información técnica y financiera.</li> </ul>
PDVSA - YPF ARGENTINA	LEJOS, GANSO, LEVAS, ACEMA CASMA, CASMA 1, ACEMA A, LAS PIEDRITAS, SOLEDAD, LOS CARITOS (VENEZUELA)  LOS CALDENES, BAJO DEL PICHE, BOCA DE LOS LOROS, PORTEZUELO MINAS, PUESTO CORTADERAS, OCTÓGONO FISCAL, ZONA CENTRAL-CDÓN. PERDIDO, RESTINGA ALÍ, RIO MAYO, LOS ONOS, SARMIENTO, CONFLUENCIA, SAN BERNARDO, RÍO GUENGUEL NORTE (ARGENTINA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>El 14 de junio se firmó un Memorando de Entendimiento entre PDVSA y YPF, para estudiar campos maduros de Venezuela y Argentina, así como yacimientos no convencionales en Argentina (esquistos). El 03 de Julio de 2013 CVP envió a YPF el paquete de datos de subsuelo (Geología, Yacimientos y Producción, etc.) correspondiente a los campos en Venezuela. Los aspectos de subsuelo de algunos de los campos fueron estudiados en el año 2011 en el marco de otro acuerdo de estudio conjunto. Partiendo del trabajo previo la Gerencia Técnica actualizó el perfil de producción de los campos Levas y Ganso (estimado preliminar 27,1 MMBN a drenar) en Octubre 2013 y dio inicio a la evaluación de los campos Acema Casma y Lejos. En Noviembre de 2013 YPF presentó los aspectos de subsuelo de los campos maduros en Argentina. Actualmente el negocio se encuentra en evaluación técnica y financiera.</li> </ul>



A continuación se refleja el total de Empresas Mixtas constituidas hasta la fecha, de acuerdo a la estructura interna manejada en PDVSA

**TABLA ▶ EMPRESAS MIXTAS CONSTITUIDAS**

HASTA 2013

DIRECCIÓN ORIENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
<b>DIVISIÓN FURRIAL</b>	PETROQUIRIQUIRE, S.A. (QUIRIQUIRE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España
	BOQUERÓN, S.A.	11/10/06	60,00	26,67	Boqeron Holdings	Holanda
				13,33	PEI	Austria
<b>DIVISIÓN COSTA AFUERA</b>	PETROWARAO, S.A. (PEDERNALES)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia
	PETROSUCRE, S.A	19/12/07	74,00	26,00	ENI	Italia
	PETROLERA PARIÁ, S.A.	19/12/07	60,00	32,00	SINOPEC	China
				8,00	INE Oil & Gas INC	Venezuela
	PETROLERA GÜIRIA, S.A	10/01/08	64,25	19,50	ENI	Italia
			16,25	INE Oil & Gas INC	Venezuela	
DIRECCIÓN OCCIDENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
<b>DIVISIÓN LAGO</b>	PETROREGIONAL DEL LAGO, S.A	10/08/06	60,00	40,00	SHELL	Holanda
	PETROINDEPENDIENTE, S.A.	11/08/06	74,80	25,20	CHEVRON	EE.UU.
				26,35	HOCOL	Francia
	LAGOPETROL, S.A.	05/12/07	69,00	3,10	EHCPEK	Venezuela
				1,55	CIP	Venezuela
	PETROWARAO, S.A.(AMBROSIO)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia
	PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A.(INTERCAMPO)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China
PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A (BLOQUE X)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia	
<b>DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL DEL LAGO</b>	PETROBOSCÁN, S.A.	11/08/06	60,00	39,20	CHEVRON	EE.UU.
				0,80	INEMAKA	Venezuela
	BARIPETROL, S.A.	09/08/06	60,00	17,50	SUIZUM	Portugal
				5,00	PFC	Venezuela
	PETROPERIJÁ, S.A.	21/09/06	60,00	17,50	PERENCO	Francia
				40,00	DZO	Holanda
	PETROWAYU, S.A.	04/09/06	60,00	36,00	PETROBRAS	Brasil
4,00				Williams International Oil & Gas	EE.UU	
PETROURDANETA *	03/04/12	60,00	40,00	Odebrecht E& P	España	
<b>DIVISIÓN COSTA ORIENTAL DEL LAGO</b>	PETROCABIMAS, S.A.	02/10/06	60,00	40,00	SEPCA	Venezuela
	PETROCUMAREBO, S.A.	24/10/06	60,00	40,00	PFC	Venezuela
	PETROZAMORA *	04/05/12	60,00	40,00	Gazprombank	Rusia
<b>DIVISIÓN SUR DEL LAGO</b>	PETROQUIRIQUIRE, S.A. (MENE GRANDE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España

DIRECCIÓN FAJA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
<b>DIVISIÓN JUNÍN</b>	PETROLERA INDOVENEZOLANA, S.A.	08/04/08	60,00	40,00	ONGC	India
	PETROCEDEÑO, S.A.	11/12/07	60,00	30,32	TOTAL	Francia
				9,677	STATOILHIDRO	Noruega
	PETROANZOÁTEGUI, S.A.	21/02/08	100,00	-	-	-
	PETROMIRANDA, S.A. **	20/04/10	60,00	40,00	Consorcio Nacional Petrolero	Rusia
	PETROMACAREO, S.A. **	17/09/10	60,00	40,00	PETROVIETNAM	
	PETROURICA, S.A. **	14/12/10	60,00	40,00	CNPC	Holanda
PETROJUNÍN, S.A. **	14/12/10	60,00	40,00	ENI	Reino Unido	
<b>DIVISIÓN CARABOBO</b>	PETRODELTA, S.A.	03/10/07	60,00	40,00	HRN	EE.UU
	PETROLERA SINOVENSA, S.A.	01/02/08	64,25	35,75	CNPC	China
	PETROMONAGAS, S.A.	21/02/08	83,33	16,67	BP	Alemania
				11,00	REPSOL	España
	PETROCARABOBO, S.A.	25/06/10	60,00	11,00	PC Venezuela	República de Mauricio
				11,00	Petrocarabobo Ganga	Países Bajos
				7,00	Indoil Netherlands B.V.	Países Bajos
	PETROINDEPENDENCIA, S.A.	25/06/10	60,00	34,00	Chevron	Dinamarca
				5,00	JCU	Reino Unido
				1,00	Suelopetrol	España
<b>DIVISIÓN AYACUCHO</b>	PETROVICTORIA, S.A.	25/05/13	60,00	40,00	ROSNEFT	Rusia
	PETROKARIÑA, S.A.	31/08/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	INVESORA MATA	Venezuela
	PETROVEN-BRAS, S.A.	04/09/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
	PETROKITUPANO, S.A.	04/09/06	60,00	22,00	PETROBRAS	Brasil
				18,00	VENEZUELA US	EE.UU
				26,00	CGC	Argentina
	PETRONADO, S.A.	15/09/06	60,00	8,36	BPE	Ecuador
				5,64	KNOC	Korea
	PETROCURAGUA, S.A.	18/10/06	60,00	12,00	OPEN	Venezuela
				28,00	CIP	Venezuela
	PETROZUMANO, S.A.	06/11/07	60,00	40,00	CNPC	China
	PETROLERA KAKI, S.A.	28/11/06	60,00	22,67	INEMAKA	Venezuela
				17,33	Inversiones Polar	Venezuela
	PETROLERA VENCUPET *	03/12/10	60,00	40,00	CUPET	Cuba
PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A. (CARACOLES)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China	
PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A (GUARA ESTE)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia	
PETROPIAR, S.A.	19/12/07	70,00	30,00	CHEVRON	EEUU	
PETROLERA VENANGOCUPET *	26/11/12	60,00	40,00	Comercial Cupet,S.A y Sonangol (46) Pesquisa & Producao,S.A	Cuba	
<b>DIVISIÓN BOYACÁ</b>	PETROGUÁRICO, S.A.	25/10/06	70,00	30,00	Teikoku	Japón

**NOTA:** Las Empresas Mixtas Petrolera Indovenezolana S.A., Petrodelta S.A., Petrokariña S.A., Petroven-Bras S.A., Petroritupano S.A., Petronado S.A., Petrocuragua S.A., Petrozumano S.A., Petrolera Kaki S.A., Petrolera Vencupet, Petrolera Sino-Venezolana S.A., Petrolera Bieloenezolana S.A., Petrolera Venangocupet, Petroguárico S.A., operan campos fuera o en áreas limítrofes de la FPO Hugo Chávez Frías. A pesar de no operar bloques de la misma, administrativamente pertenecen a la Dirección Faja.

\* Nuevas Empresas Mixtas campos maduros  
 \*\* Nuevas Empresas Mixtas en la FPO Hugo Chávez Frías





## ▶ FINANCIAMIENTO DE EMPRESAS MIXTAS

En el año 2010, el entonces Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (hoy Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería) solicitó a las Empresas Mixtas los planes de remediación, donde se deberían especificar las variaciones de la producción con respecto a su plan original, explicar sus causas y presentar propuestas para cumplir con la meta inicial de producción en el tiempo restante del contrato. Adicionalmente, se solicitó a dichas empresas presentar propuestas de financiamiento para las inversiones correspondientes.

En este sentido, se han realizado las evaluaciones económicas de los planes de remediación presentados por las Empresas Mixtas y se han analizado los distintos esquemas de financiamiento, sus hojas de términos y condiciones generales conjuntamente con los socios y la banca internacional. A la fecha, se han fir-

mado tres hojas de términos y condiciones con las empresas Sinovensa, Petroboscán, Petrozamora, alcanzando un monto total de financiamiento de MMUS\$. 7.015

Adicionalmente, se logró el financiamiento por MMUS\$ 1.742 para la Empresa Mixta Petrojunín, con la finalidad de coadyuvar en el desarrollo de la producción temprana.

Continúan las negociaciones para otras 12 Empresas Mixtas (Petrolera Regional del Lago, Petroquiriquire, Petrocabimas, Petrowarao, Petrolera Indovenezolana, Petroundaneta, Petrozumano, Petrolera Sinovenezolana, Petrodelta, Petrolera Bielovenezolana, Petrolera Vencupet, Petrolera Venangocupet) que incluye la evaluación permanente de los planes de remediación y del impacto del financiamiento propuesto en sus flujos de caja.

## ▶ FINANCIAMIENTO Y PARTICIPACIÓN DE LA CVP EN LA LICENCIA DE GAS CARDÓN IV - MANEJO DE CONDENSADOS

En el año 2012, el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería notifica a la CVP que esta es la empresa del Estado designada para ejercer el derecho de adquisición de acciones de participación en el capital social de la Licenciataria Cardón IV, S.A. con una participación accionaria de 35%. Debido a su participación, CVP debe contribuir con 35% de las inversiones requeridas en la licencia, es por ello que en 2013 se analiza la estructuración de un financiamiento por parte de ENI (Ente Nazionale Idrocarburi)

de Italia a la CVP. Adicionalmente, se analizaron las opciones para el manejo de los líquidos condensados generados en la licencia y que son propiedad del Estado venezolano, como posible forma de pago de este financiamiento a través de la conformación de una Empresa Mixta.



# GAS



▶ SEXTA   
EN RESERVAS PROBADAS  
DE GAS NATURAL

197.089 MMMPC

PROMEDIOS DE PRODUCCIÓN



GAS NATURAL  
**7.395**  
MMPCD

LGN  
**116**  
MBD

128

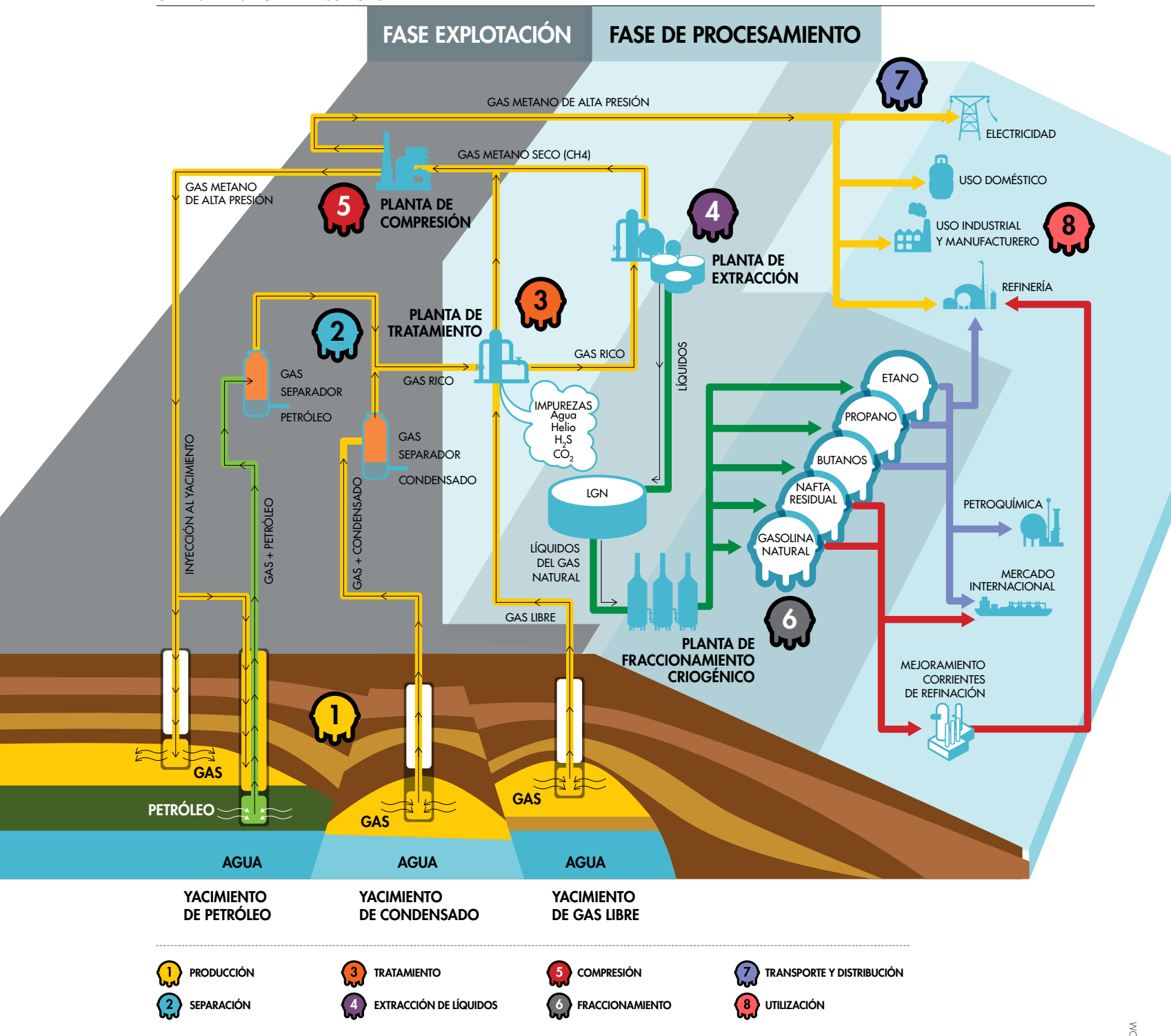
▶ PRESERVAR LA VIDA en el planeta y salvar a la especie humana. Mediante el aprovechamiento en forma racional, óptima y sostenible de los recursos petrolíferos y gasíferos.  
(V Gran Objetivo Histórico, Ley del Plan de la Patria 2013-2019)



► El negocio de gas es manejado en PDVSA por dos filiales, PDVSA Gas, S.A. y PDVSA Gas Comunal, S.A. La primera, se dedica a la exploración y explotación de gas no asociado; extracción, fraccionamiento, almacenaje, comercialización y despacho de LGN; transporte, distribución y comercialización de gas metano. Estas actividades son llevadas a cabo por los negocios que integran la cadena de valor de esta filial:



CADENA DE VALOR DE PDVSA GAS



En algunos casos, dichas actividades son ejecutadas por varias filiales/negocios/organizaciones:

- **EXPLOTACIÓN, SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO:** PDVSA Petróleo, PDVSA Gas, diversas empresas mixtas y licencias de Gas en tierra otorgadas en 2001 y 2007;
- **COMPRESIÓN Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL:** es responsabilidad exclusiva de PDVSA Gas;
- **COMERCIALIZACIÓN DE LOS DERIVADOS DEL GAS NATURAL (METANO, ETANO, LGN Y GLP):** es realizada entre PDVSA Gas y PDVSA Gas Comunal;
- **COMERCIALIZACIÓN DE LGN EN EL MERCADO DE EXPORTACIÓN:** la realiza PDVSA Petróleo, en representación de PDVSA Gas.

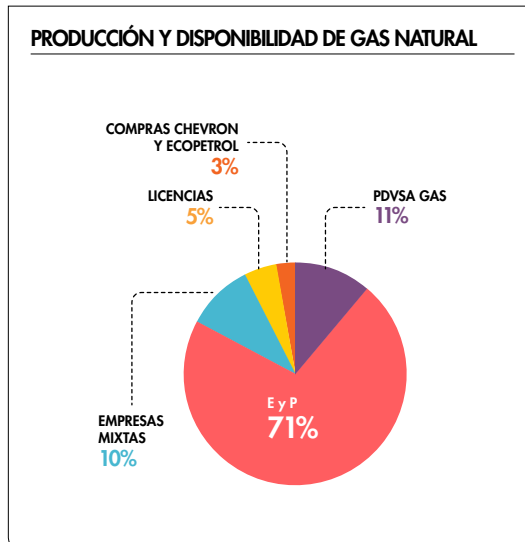


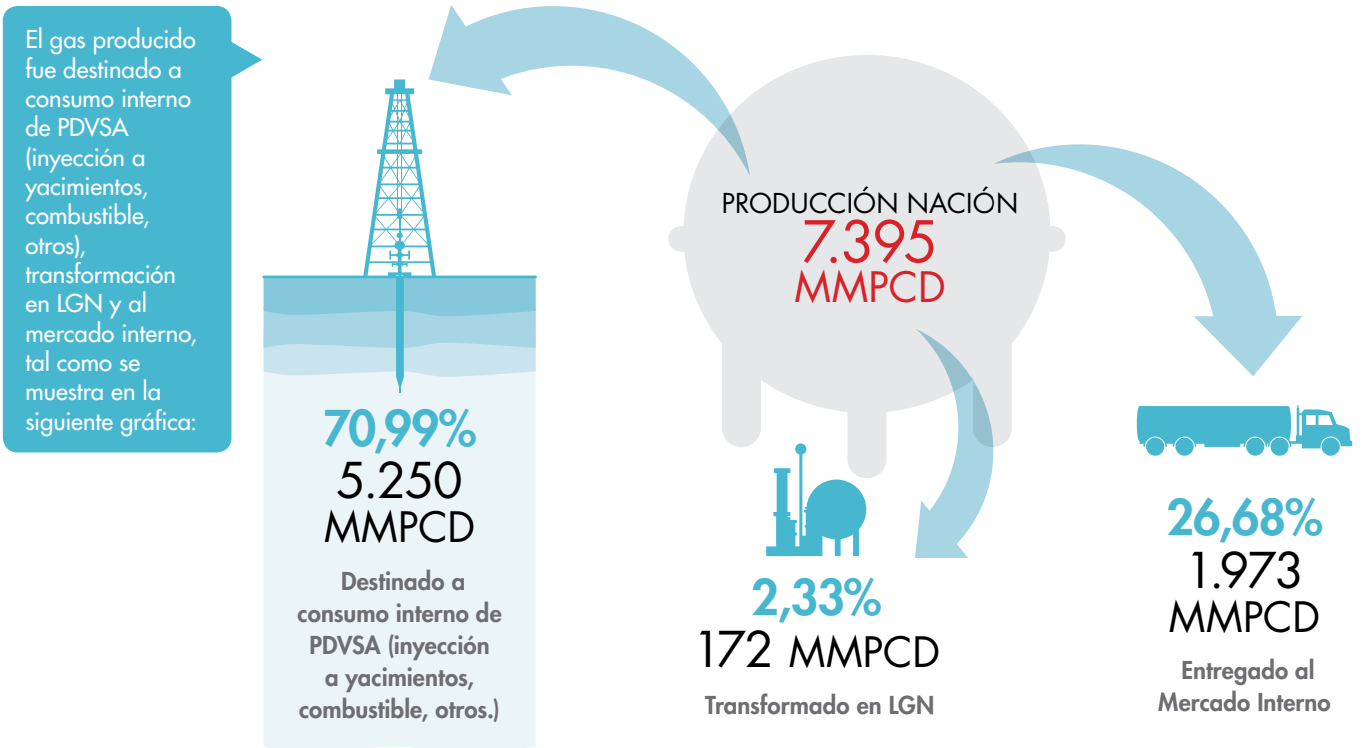
## ▶ PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL Y LGN

### ▶ GAS

Para el año 2013, la disponibilidad total de gas natural a nivel nación fue de 7.598 MMPCD, de los cuales 7.395 MMPCD corresponden a producción bruta de gas natural a nivel nacional y 203 MMPCD de gas metano recibido de las empresas Chevron y ECOPEPETROL a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

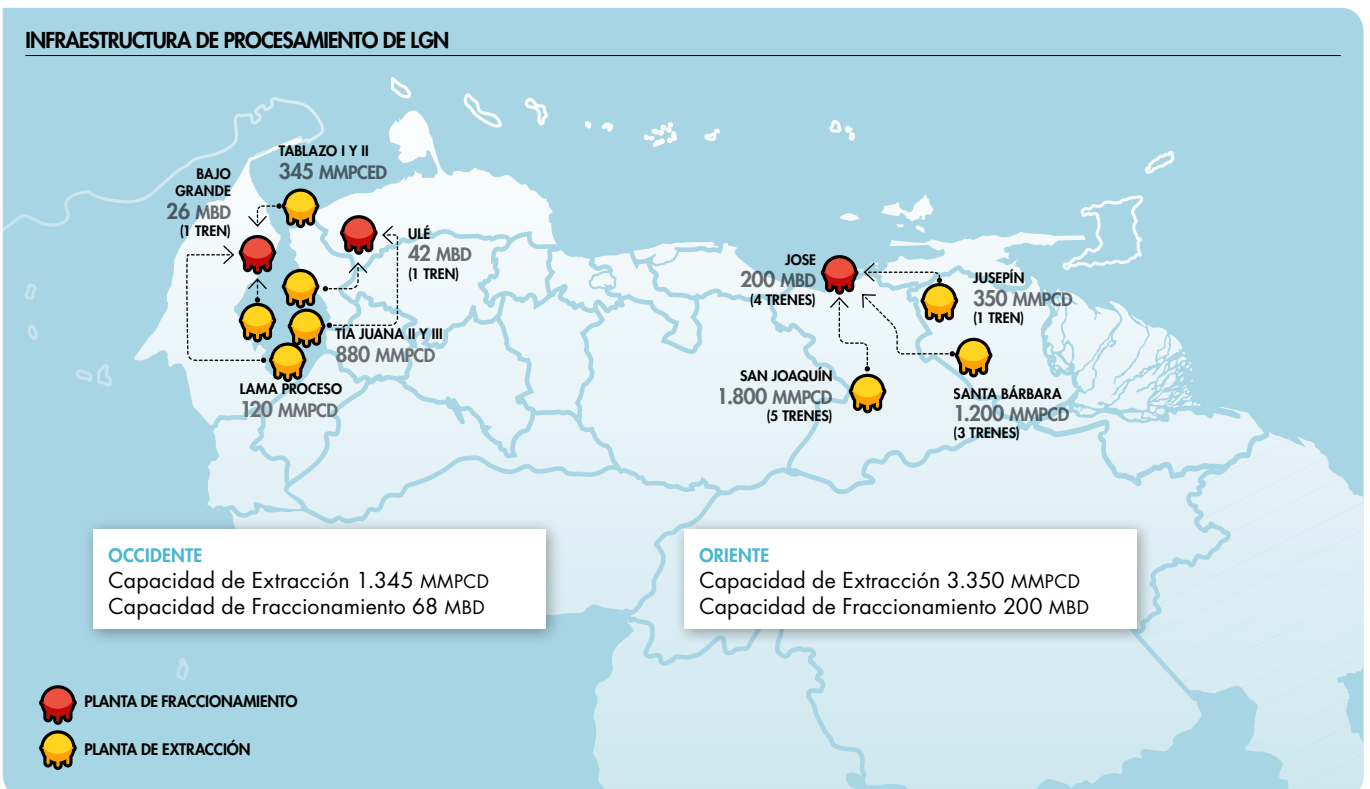
PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL	VOLUMEN
	MMPCD
Anaco	795
San Tomé	26
Sipororo	29
<b>PDVSA GAS</b>	<b>850</b>
Dir. Ejecutiva Oriente	4.518
Dir. Ejecutiva Occidente	672
Dir. Ejecutiva Faja	264
<b>E Y P</b>	<b>5.454</b>
Dir. Ejecutiva Oriente	169
Dir. Ejecutiva Occidente	99
Dir. Ejecutiva Faja	477
<b>EMPRESAS MIXTAS</b>	<b>745</b>
Gas Guárico	62
Quiriquire Gas	173
Ypergas	111
<b>LICENCIAS</b>	<b>346</b>
<b>TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN</b>	<b>7.395</b>
Compras Chevron y Ecopetrol	203
<b>TOTAL DISPONIBLE</b>	<b>7.598</b>





### ► LÍQUIDO DEL GAS NATURAL (LGN)

Los procesos de extracción y fraccionamiento de LGN son llevados a cabo por PDVSA Gas, para lo cual cuenta con instalaciones en el Oriente y Occidente del país, tal y como se puede apreciar en la figura.



Las plantas mostradas en color amarillo, corresponden a las Plantas de Extracción de LGN, contando con una capacidad de procesamiento total de 4.695 MMPCD de gas.

Así mismo, se muestran en color rojo las Plantas de Fraccionamiento de LGN, siendo la capacidad total de 268 MBD, en estas plantas también se cuenta un patio de almacenaje de productos, llenaderos de camiones de GLP para uso doméstico y facilidades para el despacho de productos vía marítima y terrestre, como se detalla a continuación:

- Planta de Fraccionamiento Ulé con 42 MBD de capacidad, con patio de tanques para almacenar 892 MBI de LGN, ubicada en la Costa Oriental del Lago, estado Zulia.

- Planta de Fraccionamiento Bajo Grande con 26 MBD de capacidad, con patio de tanques para almacenar 755 MBI de LGN, ubicada en el municipio La Cañada de Urdaneta, estado Zulia.
- Planta de Fraccionamiento Jose con 200 MBD, con infraestructura para almacenar 2.700 MBI de LGN; ubicada en el Complejo José Antonio Anzoátegui, en el estado Anzoátegui. Esta instalación maneja el 99% de todo el LGN producido en el país y se despacha a través del muelle el 94% del LGN, para abastecer el mercado nacional y colocar productos en el mercado de exportación.

Al cierre del año 2013 se alcanzó una producción de 116 MBD y se realizaron compras de GLP por 28 MBD, obteniéndose una disponibilidad de 144 MBD.

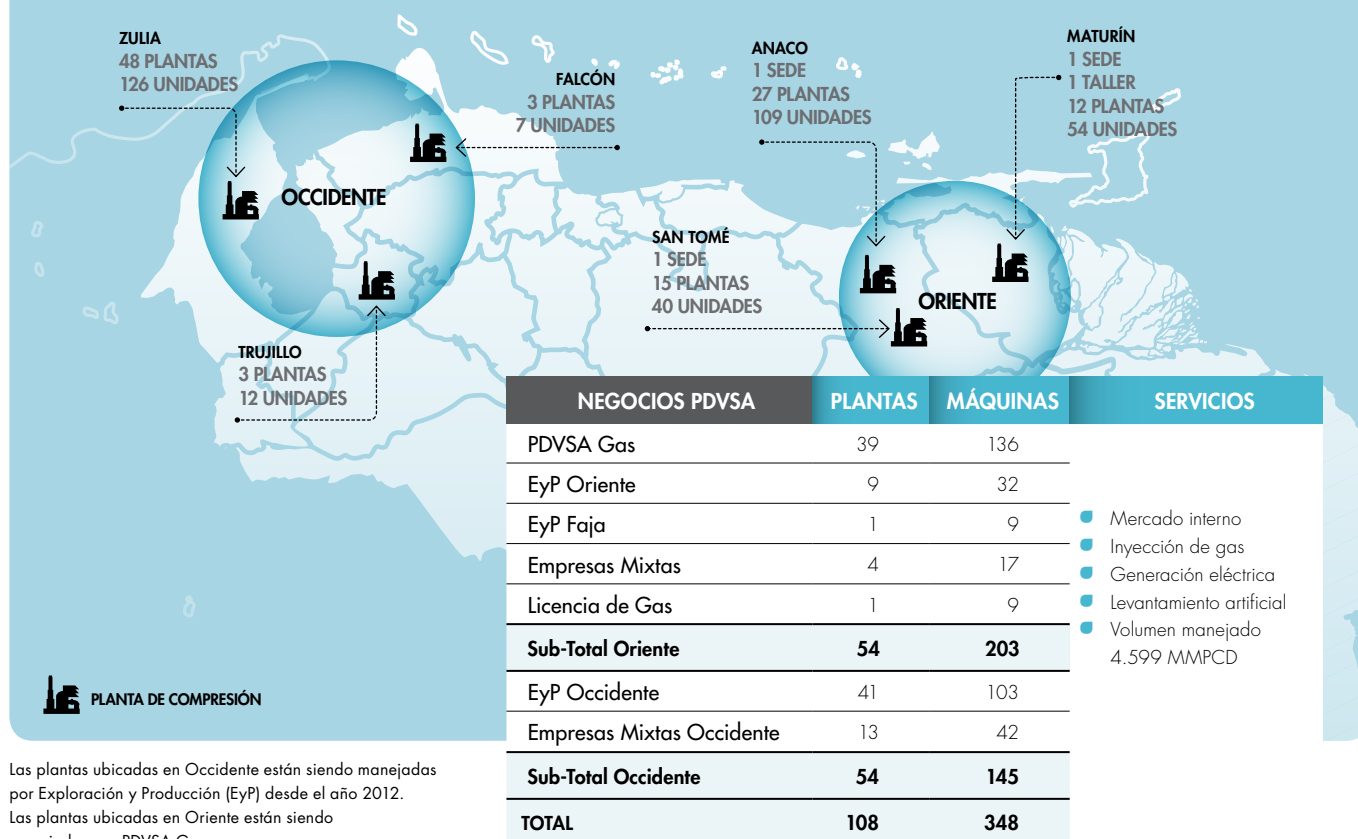
LGN	MBD
Oriente	115
Occidente	1
<b>PRODUCCIÓN LGN</b>	<b>116</b>
Refinerías (Nacionales e Isla)	7
Importación	21
<b>COMPRAS DE GLP</b>	<b>28</b>
<b>TOTAL DISPONIBLE</b>	<b>144</b>

## COMPRESIÓN DE GAS

Durante el año 2013, la infraestructura de compresión de PDVSA estuvo conformada por 108 plantas y 348 unidades de compresión distribuidas en el oriente y occidente del país como se muestra en el gráfico anexo.

Durante el período enero-diciembre 2013, se logró operar de manera eficiente y segura dicha infraestructura, logrando el manejo de un volumen promedio de 4.599 MMPCD de gas, un crudo asociado de 1.098 MBD y 71 MBD de LGN, así como 13 MW/H de generación eléctrica.

### INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN



Las plantas ubicadas en Occidente están siendo manejadas por Exploración y Producción (EyP) desde el año 2012. Las plantas ubicadas en Oriente están siendo manejadas por PDVSA Gas.





## ▶ TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

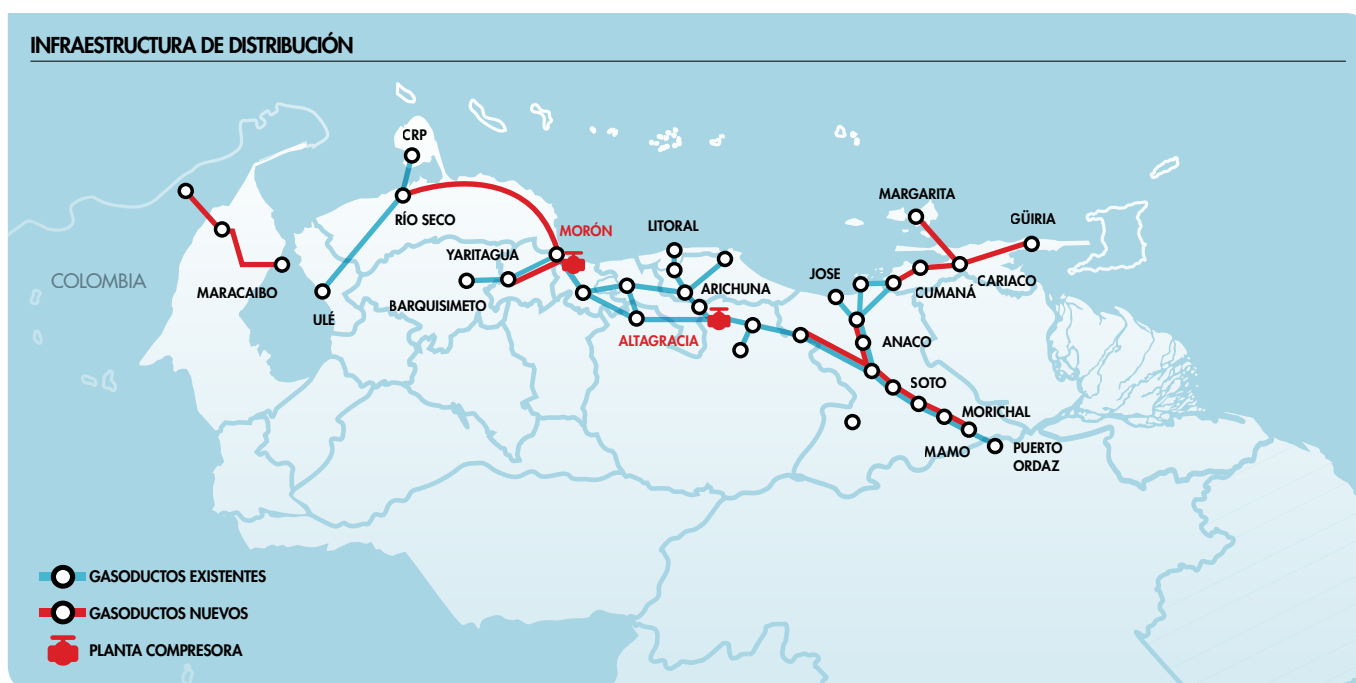
### GAS

Los sistemas de transporte de gas de alta presión (gasoductos) atraviesan gran parte del territorio nacional para llevar el gas a las zonas industriales, comerciales y domésticas de las regiones oriente, centro, centro occidente y occidente del país. Están conformados por seis sistemas y cuentan con dos plantas compresoras: Altagracia y Morón.

- a | **SISTEMA ANACO - BARQUISIMETO - RÍO SECO:** se extiende desde la ciudad de Anaco, en el estado Anzoátegui hasta la ciudad de Barquisimeto, en el estado Lara; pasando por los estados Guárico, Miranda y Aragua; llevando también gas al Distrito Capital y al estado Vargas. Tiene una longitud aproximada de 2.339 km con gasoductos cuyos diámetros oscilan desde 16 hasta 36 pulgadas.
- b | **SISTEMA ANACO - JOSE / PUERTO LA CRUZ:** une Anaco con Puerto La Cruz y Jose, en el estado Anzoátegui, así como a Sucre y Nueva Esparta. Tiene una longitud aproximada de 682 km con gasoductos cuyos diámetros oscilan desde 20 hasta 30 pulgadas.
- c | **SISTEMA ANACO - PUERTO ORDAZ:** red de gasoductos entre Anaco, estado Anzoátegui y Puerto Ordaz, en el estado Bolívar. Tiene una longitud

aproximada de 717 km con gasoductos cuyos diámetros oscilan desde 20 hasta 36 pulgadas.

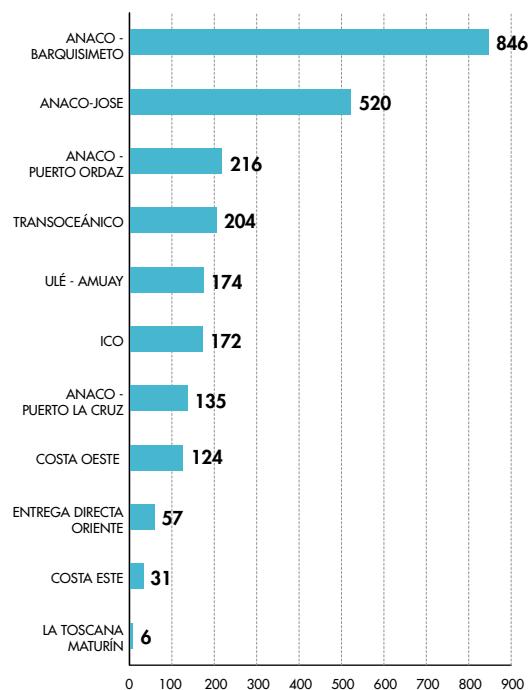
- d | **SISTEMA TOSCANA - SAN VICENTE:** sistema que alimenta la zona industrial de Maturín, estado Monagas, con una longitud de 13,3 km y un diámetro de 20 pulgadas, uniendo las localidades de Orocuál y San Vicente en el norte de Monagas.
- e | **SISTEMA ULÉ - AMUAY:** une las localidades de Ulé, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, estado Zulia y Amuay, en el estado Falcón. Tiene una longitud aproximada de 464 km con gasoductos cuyos diámetros oscilan desde 16 hasta 20 pulgadas.
- f | **SISTEMA TRANSOCEÁNICO (GASODUCTO ANTONIO RICAURTE):** inicia en la estación Ballena (Colombia) y termina en la estación Bajo Grande (Venezuela). Tiene tres tramos para una longitud total de 219 km.
- g | **PLANTAS COMPRESORAS:** Altagracia, que cuenta con tres Unidades Turbocompresoras (UT) de 18.000 HP c/u y una capacidad de 640 MMPCD y Morón que cuenta con seis UT de 4.500 HP c/u y una capacidad de 840 MMPCD.



Durante el período, se logró la transmisión y distribución de 2.485 MMPCD en forma segura y confiable a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución de gas metano a nivel nacional.

### VOLUMEN DE GAS MANEJADO POR SISTEMAS DE TRANSPORTE

MMPCD



**TOTAL 2.485 MMPCD**

En lo que respecta a las ventas de gas metano, al cierre del año 2013, se alcanzó un promedio de 2.176 MMPCD, distribuidos de la siguiente manera a los distintos sectores económicos a nivel nacional:

VENTAS DE GAS POR SECTOR	VOLUMEN MMPCD	%
Eléctrico	690	32%
Petrolero	454	21%
Petroquímico	420	19%
Manufacturero	188	9%
Siderúrgico	171	8%
Distribuidor	112	5%
Cemento	94	4%
Aluminio	28	1%
Doméstico	17	1%
Autogas	2	0%
<b>TOTAL VENTAS</b>	<b>2.176</b>	<b>100%</b>

El sector doméstico está referido a los 282.579 usuarios residenciales y comerciales a nivel nacional, administrados y facturados por PDVSA Gas, los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

### USUARIOS RESIDENCIALES Y COMERCIALES A ESCALA NACIONAL





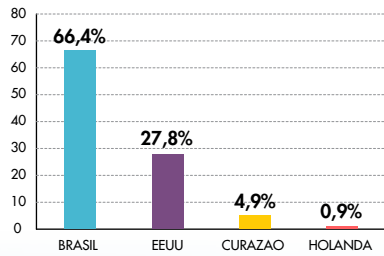
## LGN

Los productos fraccionados son distribuidos a diversos sectores nacionales e internacionales, siendo el volumen al cierre del año 144 MBD:

VENTAS LGN	MBD
Mercado Interno	43
Pequiven	48
Refinación	20
Producción EyP	10
Industrialización	1
Exportación	22
<b>TOTAL</b>	<b>144</b>

Las exportaciones durante el período fueron de 22 MBD (15,4% de las ventas), siendo el mayor volumen dirigido a Brasil y Estados Unidos con el 66,4% y 27,8%, respectivamente.

### EXPORTACIONES DE LGN



# PROYECTOS DE PDVSA GAS



PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
<b>PROYECTO GAS ANACO (PGA)</b>	<p>Construir cinco centros operativos con capacidad de recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.559 MMPCCND de gas y 34,55 MBD de crudo liviano con el fin de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y crudo de los campos San Joaquín, Santa Rosa, Zapato Mata R como parte de la Fase I y Santa Ana, Aguasay, como parte de la Fase II, la construcción de la infraestructura para interconectar los centros operativos del Proyecto con la Sala de Control de Producción Gas Anaco, con la finalidad de hacer monitoreo, manejo de alarmas, tendencia histórica de variables, simulaciones de producción, prueba de pozos y manejo de activos.</p>	<p><b>Campo San Joaquín:</b> Alcanzó un avance físico acumulado de 90,19%, siendo el principal logro:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Arranque total de la compresión en el Centro Operativo San Joaquín, con una capacidad instalada de 525 MMPCCED en baja y 780 MMPCCED en alta.</li> </ul> <p><b>Campo Santa Rosa:</b> Alcanzó un avance físico acumulado de 73,75%. En ejecución la obra "Completación de la Construcción del Centro Operativo y Sistema de Recolectación del Campo Santa Rosa".</p> <p><b>Campo Zapato/Mata R:</b> Alcanzó un avance físico acumulado de 70,94%, siendo los principales logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminación del contrato de desinstalación de las unidades turbocompresoras desde el Campo Zapato Mata R hacia la Planta Compresora Musipán, para aumentar la capacidad de compresión en unos 152 MMPCCED de gas natural a nivel de 60 lpc de presión, según el acuerdo establecido con la DEPO.</li> </ul>
<b>PROYECTO GAS SAN TOMÉ</b>	<p>Contempla la ejecución de las fases de visualización, conceptualización, definición, implantación y puesta en servicio de la infraestructura para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recolectación y centralización de producción, comprende la construcción y adecuación de 38 estaciones de flujo, cinco estaciones de descarga, seis plantas de tratamiento e inyección de agua, centralizando operaciones en los bloques Chimire - Boca, Nipa y Elotes - Isla.</li> <li>- Construcción de 150 km del sistema de recolección de gas en baja presión. Construcción de líneas de flujo y oleoductos con más de 200 km de longitud.</li> <li>- Compresión: Construcción de ocho Plantas Compresoras (Güere, Boca, Chimire, Elotes - Isla, Nipa, Esquina - Trico, Nardo, Güico), con una capacidad 550 MMPCCD / 125 HP.</li> <li>- Transmisión hacia Procesamiento: Construcción de 150 km del sistema de recolección de gas en baja presión, líneas de flujo, 200 km de oleoductos y 180 km del sistema de transmisión de gas en alta presión.</li> </ul>	<p>Alcanzó un avance físico acumulado de 16,62%, siendo los principales aspectos y logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Arranque parcial del Proyecto Güere, con la entrega de 20 MMPCCD de gas, para mercado interno.</li> <li>● Construcción de las estaciones de flujo, sistemas de recolección, sistema de transmisión, líneas de flujo y vías operacionales.</li> <li>● Inicio de la construcción del sistema de transmisión Chimire - Soto, avance físico 15,88%.</li> <li>● Construcción de terraza de la Planta Compresora Boca II.</li> <li>● Iniciada la procura internacional asociada a la Planta Compresora Boca.</li> <li>● Ejecución de la ingeniería de detalle de las facilidades de producción Bloque Nipa.</li> <li>● Ejecución de la Ingeniería básica de las facilidades de producción Bloque Chimire.</li> </ul>
<b>PROYECTO IV TREN SAN JOAQUÍN</b>	<p>Esta planta de extracción de LGN permitirá el incremento de la capacidad de procesamiento en el área de Anaco en 1.000 MMPCCED, con un 98% de recobro de Propano, generando 50 MBD de LGN y 890 MMPCCED a los sistemas de transporte de gas al mercado interno, contribuyendo al desarrollo social y al de la industria petrolera y petroquímica del país.</p>	<p>Alcanzó una ejecución física acumulada de 39,83%, con la ejecución de las actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Construcción Fase II vialidad de acceso a la Planta de Extracción San Joaquín.</li> <li>● Instalación y puesta en marcha del turbogenerador que aporta 19,6 MW al sistema eléctrico nacional.</li> </ul>
<b>PIRITAL I</b>	<p>La planta de extracción de LGN Piritall I, permitirá contar con capacidad para procesar 1.000 MMPCCED en el área del norte de Monagas, para aprovechar gas actualmente inyectado a pozos en operaciones de producción de crudo, con un 99% de recobro de Propano, generando 42 MBD de LGN contribuyendo al desarrollo social y al de la industria petrolera y petroquímica del país.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Presenta un avance físico de 8,47%, motivado a gestiones y trámites realizados para la obtención de financiamiento externo con las empresas GS Engineering &amp; Construction (GS E&amp;C). En fase de contratación para la culminación de la ingeniería de detalle de la Infraestructura.</li> </ul>
<b>AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE FRACCIONAMIENTO JOSE (ACFJ)</b>	<p>Ejecutar la ingeniería, procura, construcción y puesta en marcha de un nuevo tren de fraccionamiento de LGN de 50 MBD en la planta de fraccionamiento y despacho Jose, además de los servicios industriales, facilidades de transporte, entrada, recepción de LGN, almacenaje y despacho.</p>	<p>Presentó un avance del 29,08%, siendo el principal logro:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Reemplazo y puesta en funcionamiento del brazo de carga N° 8 de la plataforma N° 9 del terminal marino de la planta de fraccionamiento y despacho Jose.</li> </ul>
<b>PLANTA DE EXTRACCIÓN PROFUNDA SOTO</b>	<p>Comprende la implantación de un módulo de extracción de líquidos para cumplir con el suministro de materia prima requerida por el parque industrial petroquímico y garantizar el proceso de 200 MMPCCED de gas natural del área de Anaco y San Tomé, permitiendo incrementar la producción de LGN en 15 MBD, los cuales serán transportados a través de un poliducto de 35 km desde Soto hasta San Joaquín para luego ser fraccionados en el Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui. Adicionalmente, incluye el desarrollo de la infraestructura eléctrica requerida aportando 45 MW al sistema eléctrico nacional, contribuyendo al desarrollo social y al de la industria petrolera y petroquímica del país.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Alcanzó un avance acumulado de 45,22%. El principal logro al cierre del año 2013 fue la ejecución de las obras civiles y mecánicas de la infraestructura eléctrica Soto Norte, con un avance general de 77,38%.</li> </ul>



PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
<b>MANEJO Y DISPOSICIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO2)</b>	Para dar cumplimiento a la normativa de transmisión de gas a venta, PDVSA Gas tiene la responsabilidad de instalar unidades capaces de disminuir el contenido de CO2 en el gas de procesamiento hasta las nuevas figuras requeridas, en conformidad con estándar COVENIN 3.568, que entró en vigencia a partir del año 2013. A través de este proyecto se pondrán en marcha plantas para el acondicionamiento e inyección de este gas contribuyente al efecto invernadero en yacimientos calificados, con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos líquidos mediante procesos de recuperación mejorada. La Fase I del proyecto manejará una capacidad de 32 MMPCED de CO2, tomados de la Planta de Extracción Profunda Soto. En la Fase II, con capacidad de manejo de 210 MMPCED de CO2, está la implantación del Proyecto Calidad de Gas al Mercado Interno.	Alcanzó un avance acumulado de 8,83%. Las actividades que apalancaron el avance fueron: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Ejecución de la Fase III de los estudios especiales de yacimientos para determinar factibilidad de inyección de CO2 al Campo Zapato Mata R con miras a Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH).</li> <li>● Avance de la ingeniería básica 60,53%.</li> </ul>
<b>GASODUCTO NOR-ORIENTAL G/J JOSÉ FRANCISCO BERMÚDEZ (SINORGAS)</b>	Contempla la ejecución de las fases de visualización, conceptualización, definición, implantación y puesta en servicio de la infraestructura que permitirá transportar los volúmenes de gas natural producidos en los desarrollos ubicados en Costa Afuera Oriental, desde Güiría hasta los centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y norte de los estados Anzoátegui y Monagas para satisfacer la demanda de gas en el área de mercado interno en refinación, sector industrial y doméstico.	Actualmente se encuentra en fase de implantación y presentó un avance físico de 92,94%. Entre los principales aspectos y logros al cierre del año 2013 se tienen: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminada la construcción del gasoducto de diámetro de 36 pulgadas y 68 km de longitud, en el tramo Provisor - Cumaná, desde la estación de válvulas BM-11 (Provisor) hasta la estación de válvulas BM-14 (Cumaná), entre los estados Anzoátegui y Sucre.</li> <li>● Culminada la construcción de los gasoductos de diámetro de 36 y 16 pulgadas, con una longitud total de 155 km, en el tramo Cumaná - Cariaco - Araya - Coche - Margarita, desde la estación de válvulas BM-14, sector Altos de Tres Picos, Cumaná, estado Sucre, hasta la estación de válvulas BM-30, sector Macho Muerto, Isla de Margarita, estado Nueva Esparta; con un incremento de la capacidad de transporte en 180 MMPCED.</li> <li>● Construcción de la estación de regulación primaria y estaciones de dritro en las estaciones de válvulas de Coche y Margarita.</li> <li>● Ejecutada la instalación de 158 km de tubería de 36 pulgadas de diámetro correspondiente al paquete de construcción N° 7 Güiría - El Pilar - Cariaco.</li> </ul>
<b>AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE BAJO GRANDE ULÉ AMUAY</b>	Ampliar la capacidad de transporte de 220 MMPCED a 620 MMPCED, con lo cual se podrá apalancar el cumplimiento de los compromisos de entrega de gas de carácter nacional e internacional, siendo estos: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recibir el gas proveniente del bloque Cardón IV y cumplir con lo establecido en el contrato firmado entre PDVSA, ENI y REPSOL para el suministro de gas natural por parte de Cardón IV, S.A. a su filial PDVSA Gas.</li> <li>- Cumplir los compromisos contractuales de exportación de gas hacia la República de Colombia.</li> <li>- Cubrir la demanda de gas del sector eléctrico (Planta Josefa Camejo, Termozulia I y II), así como satisfacer la demanda de gas al sector doméstico, comercial, industrial y plan nacional de gas vehicular.</li> </ul>	Presentó avance físico acumulado de 37,50%. Las actividades y logros que apalancaron el avance fueron: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminación de la ingeniería del proyecto.</li> <li>● En construcción la adecuación de la estación terminal km 217.</li> <li>● Adecuación de la estación de seccionamiento km 215 y tendido de tubería de 26 pulgadas desde estación km 215 hasta estación km 217.</li> <li>● Avance en la construcción de la estación terminal Bajo Grande (75%) y la estación terminal km 217 (9,77%).</li> </ul>
<b>INTERCONEXIÓN CENTRO-OCCIDENTE (ICO)</b>	Interconectar el sistema Anaco - Barquisimeto con el sistema Ule - Amuay para transmitir 520 MMPCED adicionales de gas desde oriente hasta occidente del país con la finalidad de garantizar el suministro de gas al CRP, liberando líquidos para exportación y suplir parcialmente la demanda del occidente (empresas petroquímicas, sector eléctrico e industrial).	Se encuentra en fase de implantación y alcanzó un avance acumulado de 90,60%. Las actividades y logros alcanzados durante el 2013 se describen a continuación: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminada la ingeniería de detalle del proyecto.</li> <li>● Firmado contrato de completación de la construcción y arranque de Planta Compresora Los Marros.</li> <li>● Arranque del tren de compresión 1 de la nueva Planta Compresora Altigracia, incorporando aproximadamente 400 MMPCED al sistema Anaco Barquisimeto, a una presión de descarga de 885 PSI, incrementando así la flexibilidad operacional de la planta compresora.</li> </ul>
<b>GASIFICACIÓN NACIONAL</b>	Gasificar las zonas pobladas de la República Bolivariana de Venezuela, a través de la instalación de redes de distribución de gas metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios, en los sectores doméstico y comercial, con la visión de liberar GLP para exportación, favorecer el desarrollo comunitario y aumentar el nivel de calidad de vida de la población, privilegiando a las comunidades de menores recursos.	Cierra el año con una ejecución física de 53,94% y se han gasificado 102.109 hogares en todo el territorio nacional: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Firmado contrato entre PDVSA Gas y Consorcio Portugués, para ejecución de ingeniería básica del anillo principal que suministrará gas metano directo a la ciudad de Cumaná.</li> <li>● Región Gran Caracas actualmente realiza proyectos con las delegaciones China, Rusa y Bielorusa, así como reubicación del gasoducto Caracas - Litoral (tramo Fuerte Tiuna), para gasificar 23.000 hogares, enmarcados dentro de la Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> </ul>

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
<b>REHABILITACIÓN DE TUBERÍAS</b>	<p>El proyecto tiene como objetivo la construcción de reemplazos y nuevas infraestructuras de transporte de gas metano (gasoductos desde 12 hasta 36 pulgadas) para un total de 768 km ubicados entre oriente, centro y centro occidente con la finalidad de incrementar la flexibilidad operacional, elevar la capacidad de transporte y garantizar el suministro a nivel nacional, además del apalancamiento del desarrollo social en las zonas aledañas donde se ejecutará el proyecto. A fin de evitar que se produzca una disminución en la capacidad de transporte y distribución en 440 MMPCED, se ha previsto el desarrollo de reemplazos e instalación de nuevos gasoductos y estaciones de interconexión a nivel nacional.</p>	<p>Presentó un avance acumulado de 10,56%. Las actividades que apalancaron el avance fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Iniciada construcción del Subproyecto Tramos Cortos NURGAS de 30 pulgadas.</li> <li>● Firma de contrato del proceso Reemplazo de tubería sistema de transmisión de gas Anaco - Barquisimeto / subsistema EPA - N50 (gasoducto NURGAS 30 pulgadas).</li> <li>● Inicio de ingenierías básica y de detalle de los subproyectos: gasoducto de 26 pulgadas Arichuna - Figueroa, reemplazo de tramos cortos lazo 26 pulgadas Arichuna - Caiza, reemplazo tramos cortos gasoducto de 26 pulgadas La Encrucijada - Los Morros y reemplazo tramos cortos lazo 20 pulgadas Tejerías - Guacara.</li> </ul>
<b>PROYECTO AMPLIACIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE ANACO – PLC (FASE I Y II)</b>	<p>Proveer la infraestructura de transporte de gas metano necesaria para satisfacer la demanda de gas futura, para el sistema Anaco - Puerto La Cruz, a fin de apalancar el desarrollo de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y petroquímico enmarcado dentro del Plan Siembra Petrolera 2005-2030, impulsando así el desarrollo energético de esta zona del país.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Cerró el año 2013 con un avance acumulado de 96,82%, motivado al reinicio de dos procesos de contratación: Trabajos Electromecánicos para la Estación de Seccionamiento Barbacoas II y Obras Complementarias ASAJ para la construcción de la Estación de Seccionamiento Barbacoas II, bajo nueva modalidad de contratación.</li> </ul>
<b>PROYECTO AMPLIACIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE ANACO - PTO ORDAZ (GASODUCTO EPA SOTO)</b>	<p>El proyecto tiene como objetivo proveer la infraestructura de transporte de gas metano necesaria para satisfacer la demanda de gas futura, para el sistema Anaco - Puerto Ordaz, a fin de apalancar el desarrollo de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y petroquímico enmarcados dentro del Plan Siembra Petrolera 2005-2030, impulsando así el desarrollo energético de esta zona del país. Transportar 200 MMPCED adicionales de gas metano proveniente del norte de Monagas dirigidos a satisfacer la demanda del sector eléctrico.</p>	<p>Tuvo una ejecución física acumulada de 99,82%, destacando como logros del 2013 los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Puesto en operación el gasoducto de 36 pulgadas y 29 km de longitud.</li> <li>● Finalización de la construcción de la estación Asapo 36, tramo EPA - Soto.</li> <li>● Realizada prueba hidrostática del gasoducto, alineación y soldadura, gammagrafía, perforación bajo suelo, banqueo en terreno normal, instalación de soportes de tuberías, prueba hidrostática de las estaciones EPA y Soto, arranque y puesta en marcha del gasoducto, instalación de Spools y válvulas en la estación EPA y realización de puntos de empalmes mediante juntas blindadas en las estaciones EPA y Soto.</li> <li>● Finalizada la construcción de las obras complementarias.</li> </ul>
<b>PROYECTO AMPLIACIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE ANACO - PTO ORDAZ GASODUCTO TRAMO WEST LEJOS - MORICHAL – MAMO</b>	<p>Proveer la infraestructura de transporte de gas metano necesaria para satisfacer la demanda de gas futura, para el sistema Anaco - Puerto Ordaz, a fin de apalancar el desarrollo de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y petroquímico enmarcados dentro del Plan Siembra Petrolera 2005-2030, impulsando así el desarrollo energético de esta zona del país.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Presentó una ejecución física acumulada de 95%, destacando la puesta en servicio del Tramo West - Lejos - Morichal.</li> </ul>
<b>PROYECTO AMPLIACIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE ANACO – BARQUISIMETO</b>	<p>El proyecto tiene como objetivo aumentar la capacidad de transporte, mejorar la confiabilidad y flexibilidad operacional garantizando así el suministro de gas actual y futuro hacia la Gran Caracas, el Litoral Central, Litoral Carabobeño y el eje hacia Barquisimeto; mediante la sustitución de sistemas con problemas de integridad mecánica y de otros que permitan el aumento de la capacidad actual.</p>	<p>Presentó ejecución física acumulada de 45,65%. Destacando como logros 2013:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Instalados 55 km de gasoducto de 20 pulgadas de la Fase I del proyecto Morón - Barquisimeto y 24 km de gasoducto de 20 pulgadas de la Fase II.</li> <li>● Culminadas las actividades mecánicas en los 13 km de tubería del Proyecto Restitución de Capacidad Altigracia - Arichuna (tramo Altigracia - Guatopo) y en ejecución actividades de instrumentación en las estaciones N10 y N50.</li> <li>● Construcción y puesta en marcha de un total de 88 km del gasoducto EPA - N30 (Tramo N12 - N30).</li> </ul>
<b>SUMINISTRO TEMPORAL TERMOELÉCTRICA LA RAISA</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminados 20 km de tubería de 20 pulgadas, desde la estación de válvula PDVSA Gas Arichuna hasta la Planta Eléctrica El Sitio, con ramal a la Planta La Raisa (longitud 5 km). La construcción de este tramo fue asumida como facilidad temporal. La volumetría suministrada es de 40 MMPCD.</li> </ul>
<b>SUMINISTRO TEMPORAL A LA PLANTA ELÉCTRICA EL SITIO</b>	<p>Garantizar la ejecución de la infraestructura necesaria para asegurar el suministro de gas a las nuevas plantas de Generación Eléctrica y las ya existentes a nivel nacional.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminado un ramal de 1,7 km de 10 pulgadas y una estación de medición y regulación, aportando una volumetría de 40 MMPCD.</li> </ul>
<b>SUMINISTRO TEMPORAL A LA PLANTA ELÉCTRICA EZEQUIEL ZAMORA</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminados 2,6 km de tubería de 16 pulgadas, una estación de regulación primaria y una estación de medición y regulación. La volumetría suministrada es de 40 MMPCD.</li> </ul>
<b>SUMINISTRO TEMPORAL A LA PLANTA ELÉCTRICA LA CABRERA</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>● Culminados 3,5 km de tubería de 16 pulgadas, una estación de regulación y una estación de medición. La volumetría suministrada es de 103,4 MMPCD.</li> </ul>



## ▶ GAS DOMÉSTICO

**P**DVSA Gas Comunal tiene como objeto garantizar el suministro de GLP como servicio público, alineada con la política socialista del Estado para atender las necesidades de la población, así como proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones. Se encarga del transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP desde las plantas de llenado hasta el usuario final, incluyendo dentro de su cadena de valor, la fabricación y reparación de bombonas, tanques y válvulas.

Actualmente, PDVSA Gas Comunal opera 63 Plantas de Llenado de GLP de un total de 89 plantas a nivel nacional. El mercado interno consume un total de 43,52 MBD, de los cuales nuestra filial en 2013, entregó 32,83 MBD (75%) de manera consistente y sin interrupciones, permitiendo atender a 4.780.988 familias mensualmente, mediante una flota de 377 chutos, 291 cisternas y 2.420 camiones para el despacho de bombonas y granel. A través del sector privado se han distribuido 10,69 MBD (65%), lo que representa 1.537.020 familias atendidas mensualmente.

En 2013, se fabricaron/repararon 481.510 bombonas con capacidad de 10, 18, 27 y 43 Kg; se repararon 125.884 válvulas de 10, 18, 27 y 43 Kg; y se fabricaron/repararon 459 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial.

Dentro de los logros más importantes de Gas Comunal en el año 2013, se resaltan los siguientes:

### ▶ CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS DE LLENADO DE GLP

En julio de 2013, se puso en marcha la planta automatizada de llenado de GLP Generalísimo Francisco de Miranda (estado Miranda) con capacidad de almacenamiento de 25.000 galones en su primera fase. Para la segunda fase, la planta será alimentada directamente por tubería (oleoducto), desde la fuente de suministro Guatire, para atender a 24.000 familias.

Así mismo, en noviembre de 2013 se puso en marcha la planta de llenado de GLP Invasión de Chacachacare (estado Sucre) con capacidad de almacenamiento de



30.000 galones en su primera fase. Esta planta de llenado de GLP atenderá a 14.000 familias.

### ▶ MANUFACTURA DE TANQUES PARA EL TRANSPORTE DE GLP

Cabe destacar que en 2013 se retomó la manufactura de tanques tipo cisterna para el transporte de GLP y se culminó la primera cisterna de 12.500 galones, con personal altamente capacitado, cumpliendo rigurosas pruebas que garantizan la seguridad de los mismos y además se dio inicio a la actividad de carga y recarga de extintores.

### ▶ EMPRESA DE PRODUCCIÓN SOCIAL DIRECTA COMUNAL (EPSDC)

Con la orientación de transferir a las comunidades organizadas el servicio de distribución de GLP, en 2013 se inauguraron ocho centros de acopio construidos por PDVSA Gas Comunal y se pusieron en marcha 10 rutas de distribución, conjuntamente con las comunidades organizadas; teniendo a la fecha 78 EPSDC en el territorio nacional.

### ▶ BARRIO ADENTRO OBRERO

En octubre de 2013, se inauguró el centro de atención médica en la planta Cacique Macarao (Distrito Capital), dando inicio al Plan Nacional de Atención Médica (Barrio Adentro Obrero) dirigido a las(os) trabajadoras(es) de Gas Comunal y comunidades adyacentes, donde se atendió un total de 486 personas. En noviembre se inauguraron los centros de atención médica en las plantas: Jefa Apacuana, Waraira Repano y Miguel Acevedo en el estado Miranda, atendiendo a 170 personas.

# REFINACIÓN







▶ SEXTA   
EN CAPACIDAD DE REFINACIÓN  
2.822 MBD



NACIONAL  
**1.303**  
MBD



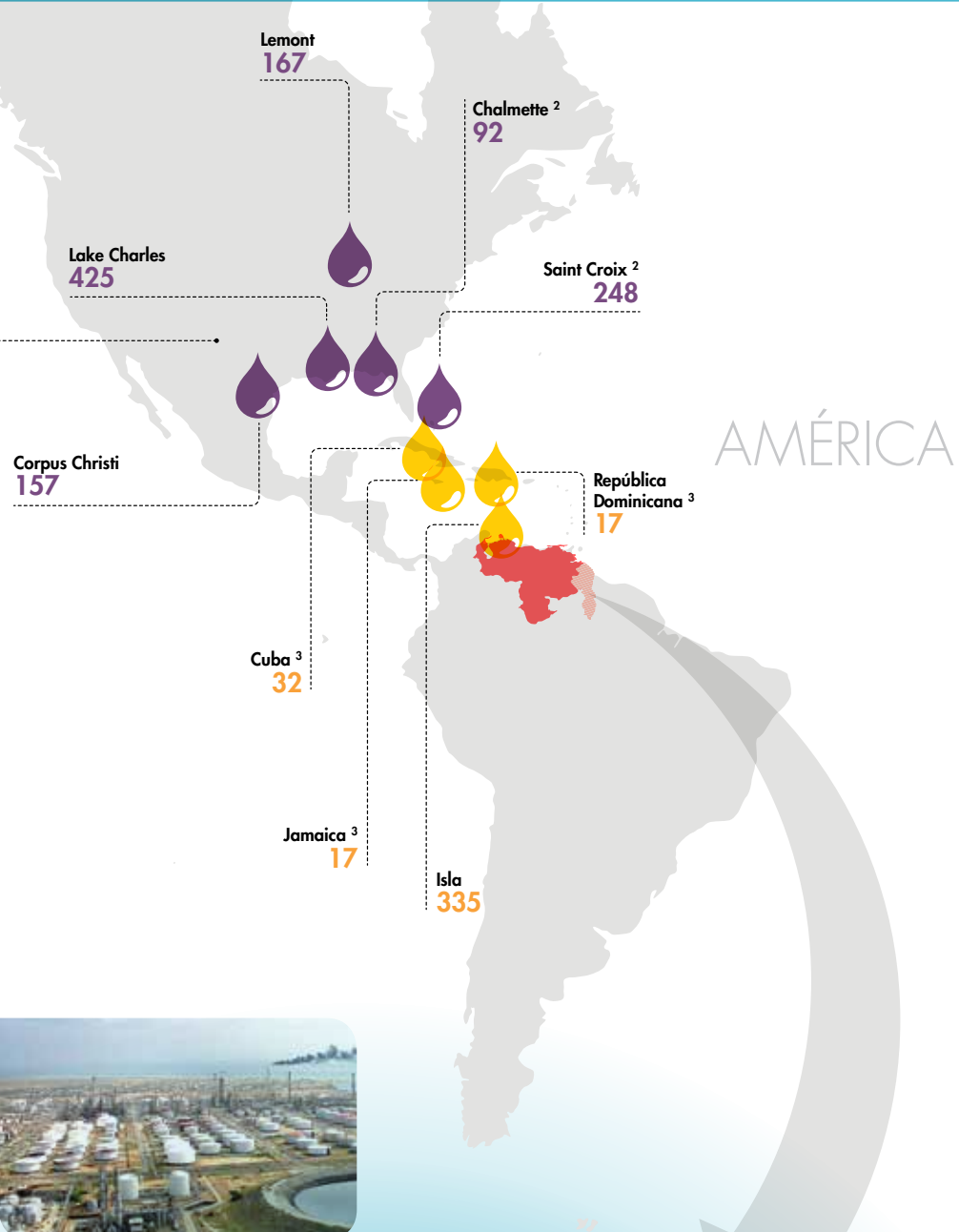
INTERNACIONAL  
**1.519**  
MBD

▶ PDVSA continúa con los esfuerzos necesarios para lograr la materialización de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico de Refinación, mediante el incremento de la capacidad de refinación de la República Bolivariana de Venezuela, el Caribe, Centroamérica, Suramérica y la captación de nuevos mercados en Asia y Europa, promoviendo el desarrollo nacional y la integración energética.

## ▶ CAPACIDAD DE REFINACIÓN

PDVSA realiza actividades de refinación en la República, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial fue de 2.822 MBD para el 2013.

El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA:



REFINACIÓN NACIONAL

**1.303**  
MBD





# CAPACIDAD DE REFINACIÓN TOTAL 2.822 MBD



EUROPA

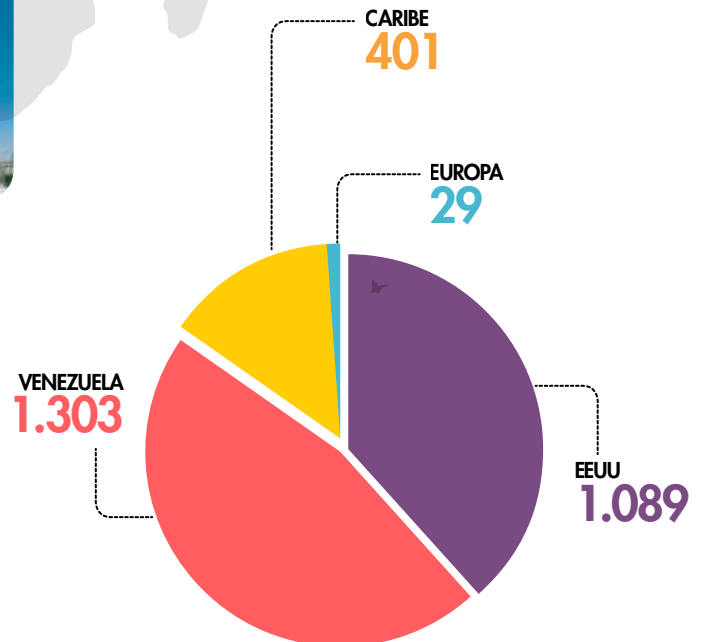


Nynäshamn<sup>4</sup>  
29

REFINACIÓN  
INTERNACIONAL



1.519  
MBD



<sup>1</sup> Participación en unidades de vacío y coquificación  
<sup>2</sup> 50% de participación  
<sup>3</sup> 49% de participación  
<sup>4</sup> Cuatro refinерías: Suecia, Escocia e Inglaterra

La siguiente tabla muestra la capacidad de refinación y el porcentaje de participación de PDVSA en el año 2013:

**TABLA ▶ CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE PDVSA**  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

UBICACIÓN	PROPIETARIO	PARTICIPACIÓN PDVSA	CAPACIDAD DE REFINACIÓN	
			CAPACIDAD NOMINAL	PARTICIPACIÓN NETA PDVSA
		(%)	(MBD)	(MBD)
<b>VENEZUELA</b>				
CRP, Falcón	PDVSA	100	955	955
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	187	187
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	16	16
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
<b>SUB-TOTAL VENEZUELA</b>			<b>1.303</b>	<b>1.303</b>
<b>CARIBE</b>				
Isla <sup>1</sup>	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos	CUVENPETROL <sup>2</sup>	49	65	32
Jamaica	PETROJAM <sup>3</sup>	49	35	17
Haina, República Dominicana	Refidomsa PDVSA <sup>4</sup>	49	34	17
<b>TOTAL CARIBE</b>			<b>469</b>	<b>401</b>
<b>ESTADOS UNIDOS</b>				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Chalmette, Louisiana	CHALMETTE <sup>5</sup>	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	HOVENSA <sup>6</sup>	50	495	248
Sweeny, Texas	PDV Sweeny <sup>7</sup>	50	110/58	55/29
<b>TOTAL ESTADOS UNIDOS</b>			<b>1.428</b>	<b>1.089</b>
<b>EUROPA</b>				
Nynäshamn, Suecia	NYNAS <sup>8</sup>	50	29	15
Gothenburg, Suecia	NYNAS <sup>8</sup>	50	11	5
Dundee, Escocia	NYNAS <sup>8</sup>	50	9	4
Eastham, Inglaterra	NYNAS <sup>8</sup>	25	18	5
<b>TOTAL EUROPA</b>			<b>67</b>	<b>29</b>
<b>TOTAL MUNDIAL</b>			<b>3.267</b>	<b>2.822</b>

<sup>1</sup> Arrendado en 1985 por 20 años. En 1994 se llevó a cabo una renegociación, donde se extiende el período de arrendamiento hasta el año 2019.

<sup>2</sup> Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.

<sup>3</sup> Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ).

<sup>4</sup> Una empresa mixta con Refidomsa.

<sup>5</sup> Una empresa mixta con ExxonMobil Co.

<sup>6</sup> Una empresa mixta con Hess Co.

<sup>7</sup> Una empresa mixta con ConocoPhillips. Participación de 50% en una unidad de destilación al vacío y una unidad de coquificación retardada (no acepta capacidad de refinación de PDVSA).

<sup>8</sup> Una empresa mixta con Neste Oil AB.

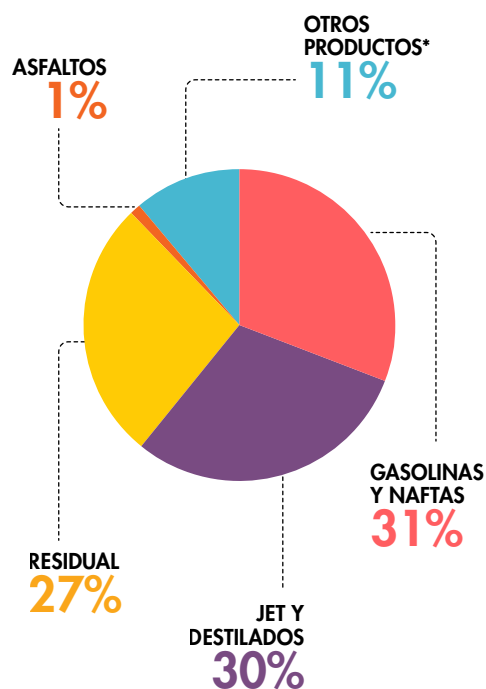


# REFINACIÓN NACIONAL

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

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional en 2013 fue de 952 MBD (se descuenta transferencia de 4 MBD de residual al crudo procesado en Refinería El Palito, proveniente de Refinería Puerto La Cruz). Adicionalmente, se recibieron 175 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 1.127 MBD de productos, de los cuales 348 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 337 MBD a jet y destilados, 306 MBD residuales, 14 MBD asfaltos y 122 MBD de otros productos (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

**DISTRIBUCIÓN DE PRODUCTOS OBTENIDOS EN EL SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL**



(\*) Incluye lubricantes.

A continuación se describen las refinерías que componen el Sistema de Refinación Nacional:

## ▶ CENTRO DE REFINACIÓN PARAGUANÁ (CRP)

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

El volumen de crudo procesado en el CRP durante 2013, fue de 654 MBD. Por otra parte, se recibieron 106 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 760 MBD de productos, de los cuales 210 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 250 MBD a jet y destilados, 192 MBD residuales, 14 MBD asfaltos y 94 MBD de otros productos (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

De los productos obtenidos en CRP 63% se destina al mercado interno y 37% al mercado de exportación, con despacho de productos a países del Caribe, Centro y Suramérica, Europa y África.

Durante 2013, el CRP culminó la implantación del Proyecto Aumento de Producción de Aceites y Bases Lubricantes en Refinería Cardón, donde se contempló la modificación de las plantas desaromatización (FEU), desparafinación (MDU) y destilación al vacío, lo que ha permitido incrementar la producción de refinados así como la producción de bases lubricantes, logrando de esta manera mitigar dependencias internacionales en cuanto a la producción del destilado para lubricantes 325D, impulsando el proceso de soberanía

en el negocio de hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en la Ley del Plan de la Patria.

Adicionalmente, el CRP adelanta proyectos para reducir la cantidad de azufre en sus gasolinas, como es el caso de la instalación de la Unidad de Tratamiento de Nafta de Amuay (HNAY) cuyo objetivo es adecuar el patrón de producción de gasolinas reformuladas del CRP para cumplir con la calidad en contenido de azufre (30ppm) exigido por la normativa TIER II de la EPA (*Environmental Protection Agency*). La mencionada norma está orientada a regular las emisiones producto de la combustión de los motores en vehículos de distintos tamaños, combustibles y usos. La puesta en marcha de este proyecto se estima para el año 2015.

Por otra parte, se continuó el desarrollo del Proyecto de Adecuación de Conversión Media y Profunda (PACMYP), cuya puesta en marcha se estima para el año 2018. El mismo tiene como objetivo optimizar el aprovechamiento de la capacidad instalada de la Refinería Amuay hasta 580 MBD, minimizando la producción de combustibles residuales y permitiendo la conversión de éstos a productos destilados de mayor valor comercial, principalmente diesel calidad Euro V, y bases lubricantes Tipo II y III. Además de esto se persigue adecuar la unidad de coquificación retardada existente en Amuay para la producción de coque verde grado ánodo, para la industria siderúrgica y del aluminio.





## ▶ REFINERÍA PUERTO LA CRUZ (RPLC)

El Complejo de Refinación Oriente, ubicado en el estado Anzoátegui, cuenta con una capacidad total de procesamiento de crudos livianos y pesados de 192 MBD, y está constituido por las instalaciones de la Refinería Puerto La Cruz, que cuenta con tres destiladoras atmosféricas principales (DA-1, DA-2 y DA-3) con capacidad de procesamiento de 187 MBD, y las instalaciones de la Refinería San Roque (DA-4) con capacidad de procesamiento de 5 MBD de crudo parafinoso, siendo la única refinería de producción de cera en el país.

El volumen de crudo procesado en la RPLC durante 2013, fue de 173 MBD. Además, se recibieron 52 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 225 MBD de productos, de los cuales 76 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 54 MBD a jet y destilados, 78 MBD a residuales y 17 MBD a otros productos (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 54% al mercado local y 46% para el mercado de exportación, dirigido a los países del Caribe, América, Europa y Asia.

Por otra parte, se desarrolla el proyecto de Conversión Profunda de RPLC, el cual está orientado hacia el procesamiento de crudo pesado y extrapesado de la FPO Hugo Chávez Frías. El alcance del proyecto incluye remodelación de las unidades de destilación para aumentar su capacidad de 187 MBD a 210 MBD, construcción de una unidad de vacío, una unidad de Conversión Profunda HDHPLUS® (tecnología venezolana), una unidad de Hidroprocesamiento Secuencial (SHP) tecnología Axens, unidades auxiliares y de servicios, así como la construcción de tanques de almacenamiento, sistema de mechorrios, edificaciones, sala de control y salas satélites. La fecha estimada de culminación del proyecto es para el año 2017.

## ▶ REFINERÍA EL PALITO (RELP)

Tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD. Está ubicada en el estado Carabobo. En la actualidad se procesa crudo mediano.

El volumen de crudo procesado en RELP durante 2013, fue de 128 MBD. Adicionalmente, se recibieron 118 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 246 MBD de productos, de las cuales 102 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 83 MBD a jet y destilados, 48 MBD a residuales y 13 MBD a otros productos (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

El 81% de la producción de RELP se destina al mercado local y 19% al mercado de exportación, dirigida a los países de América y Asia.

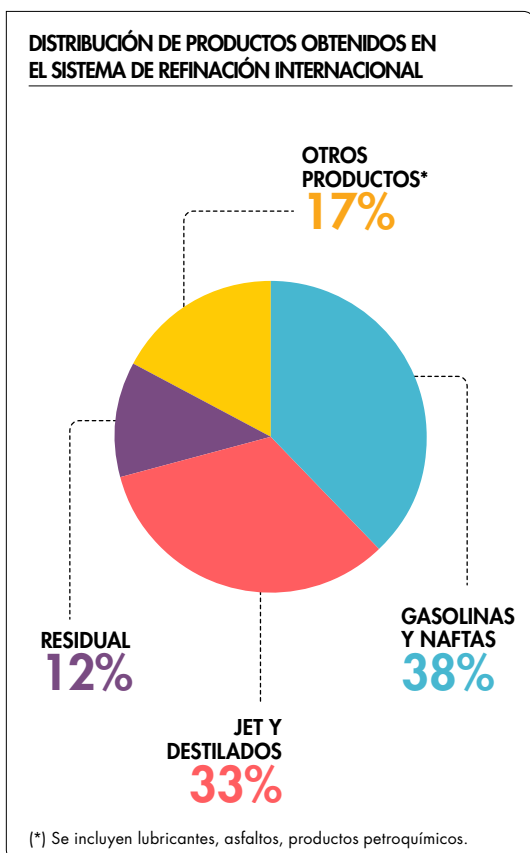
Durante 2013, continuó el desarrollo del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito, para el cual se instalarán unidades adicionales a las existentes, incrementando la capacidad a 280 MBD. El alcance del proyecto contempla la instalación de una planta de destilación atmosférica y una al vacío, para procesar 140 MBD de Leona 22°API; una planta de Reformación Catalítica con Hidrotratamiento de Naftas y plantas de Hidrotratamiento de Diesel y Gasóleos de Vacío (VGO). La fecha estimada de culminación del proyecto es para el año 2019.



# REFINACIÓN INTERNACIONAL

► PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar en 2013 un volumen de crudos de 991 MBD (463 MBD suministrados por PDVSA). Igualmente, se recibieron 117 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos fue de 1.108 MBD, de los cuales 425 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 368 MBD a jet y destilados, 129 MBD a residuales y 186 MBD a otros productos, entre los que se incluyen GLP y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).



Para el año 2013, se mantiene la participación accionaria de PDVSA en los negocios de refinación en el exterior.





## ▶ NORTEAMÉRICA

### ▶ CITGO PETROLEUM CORPORATION

A través de CITGO, PDVSA opera y tiene presencia en el mercado de Estados Unidos, por medio de las siguientes refinерías: la Refinería Lake Charles, con una capacidad de refinación de 425 MBD es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos, situado en la zona del Golfo de México; este complejo agrupa además de la refinерía, una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas. La Refinería Corpus Christi, también ubicada en la costa del Golfo de México, se compone de dos plantas, las cuales consolidan en conjunto una capacidad de refinación de 157 MBD, y la Refinería Lemont, ubicada

estratégicamente en la región norte de EEUU con una capacidad de 167 MBD. En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

El volumen de crudo procesado en CITGO en 2013 fue de 685 MBD. Adicionalmente, se recibieron 87 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 772 MBD de productos, de los cuales 334 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 279 MBD a jet y destilados, 34 MBD a residuales, 125 MBD a otros productos (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## ▶ CHALMETTE REFINING LLC (CRLLC)

Es una empresa mixta integrada por PDVSA y ExxonMobil, con participación de 50% para cada socio. Localizada en la ciudad de Chalmette, Louisiana, tiene una capacidad de 184 MBD, con dos unidades de destilación, una para crudos livianos y otra en la que se procesa crudo mejorado, producido por la empresa mixta Petromonagas. Asimismo, PDVSA, a través de PDV Chalmette, tiene la opción de comprar hasta 50% de los productos refinados obtenidos en la refinería.

El volumen de crudo procesado en la Refinería Chalmette en 2013, fue de 138 MBD. Por otra parte, se recibieron 30 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 168 MBD de productos, de los cuales 70 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 35 MBD a jet y destilados, 9 MBD a residuales, 54 MBD a otros productos (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## ▶ MEREY SWEENEY LP (MSLP)

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de Coquificación Retardada de 58 MBD y una unidad de Destilación al Vacío de 110 MBD, integradas dentro de una refinería existente, propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación, cada parte posee 50% de participación. ConocoPhillips, ha entrado en acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny, con crudo pesado ácido; este negocio comprende el suministro de crudo merey de 16°API desde la República. La duración del contrato es por 20 años. Los ingresos de

la empresa mixta Sweeny consisten en los honorarios pagados por ConocoPhillips a la empresa mixta bajo el acuerdo de procesamiento, más cualquier ingreso proveniente de la venta de coque a terceras partes.

A partir del año 2009, ConocoPhillips Company y Sweeny Coker Investor Sub, Inc. pretendieron adquirir por vía unilateral los intereses y obligaciones de PDV Texas, Inc. y PDV Sweeny, Inc. en el negocio MSLP. Todas estas acciones fueron rechazadas por parte de PDVSA, quien ejerció un arbitraje para restablecer la situación.

## ▶ HOVENSA, LLC

PDVSA Virgin Islands, posee 50% de las acciones en la Refinería HOVENSA, ubicada en las Islas Vírgenes de los EE.UU., en sociedad con Hess Corporation; tiene una capacidad de refinación de 495 MBD.

La refinería cerró operaciones el mes de febrero de 2012, debido a la baja rentabilidad del negocio, a pesar de los esfuerzos que se hicieron en mejorar sus finanzas, reduciendo los costos operativos e

inversiones, así como cambios en la configuración de la refinería, para operar con las unidades más eficientes. Actualmente, Hovensa opera como un terminal de almacenaje de hidrocarburos.





## ▶ CARIBE

### ▶ REFINERÍA ISLA

Ubicada en Curazao, fue construida en el año 1915, e inició sus operaciones en 1918. En 1985, PDVSA asumió las operaciones de la refinería por medio de un contrato de arrendamiento con el gobierno de Curazao por un período de 20 años. En el año 1994 se llevó a cabo una renegociación donde se acordó una extensión del arrendamiento hasta el año 2019.

Desde entonces, PDVSA ha operado la refinería con una exitosa trayectoria de procesamiento, producción e índice de seguridad, a través de personal altamente capacitado e inversiones realizadas en propiedades, plantas y equipos.

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa crudo venezolano liviano y pesado. Los productos obtenidos se suministran principalmente al Caribe y Centroamérica, mientras que

una pequeña parte se entrega a Curazao. La Refinería Isla cuenta con un Complejo de Lubricantes, que permite la elaboración de Bases Parafínicas y Nafténicas.

El volumen de crudo procesado en 2013, fue de 170 MBD. Por otra parte, se recibieron 10 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 180 MBD de productos, de los cuales 48 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 49 MBD a jet y destilados, 66 MBD a residuales y 17 MBD de otros productos, (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica). Operacionalmente, los insumos y productos de la Refinería Isla son contabilizados dentro del Sistema de Refinación Internacional y se intercambian con el Sistema de Refinación Nacional; por ello los volúmenes de ambos sistemas no se suman directamente.

### ▶ CUVENPETROL, S.A. - REFINERÍA CAMILO CIENFUEGOS

El 10 de abril de 2006, se constituyó la empresa mixta PDV Cupet, S.A., con la finalidad de realizar actividades de compra, almacenamiento, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, la cual fue constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). A partir del año 2009 se convirtió en la empresa mixta Cuenpetrol, S.A. Esta asociación tiene como objetivo estratégico desarrollar un polo energético en la República de Cuba mediante el aumento de la capacidad de refinación para la obtención de productos terminados de alta calidad, utilizando esquemas de conversión profunda y generando insumos para el desarrollo de la Industria Petroquímica.

La empresa mixta implementó el Proyecto de Reactivación de Refinería Cienfuegos en diciembre de 2007, con capacidad para procesar 65 MBD de crudo.

El volumen de crudo procesado en la Refinería Camilo Cienfuegos durante 2013, fue de 54 MBD, y se obtuvo una producción de 8 MBD de gasolinas y naftas, 19 MBD de jet y destilados, 25 MBD de residuales y 2 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).



## ▶ PETROJAM LIMITED - REFINERÍA KINGSTON

En el marco del acuerdo de PETROCARIBE, el 14 agosto del año 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe y la Corporación de Crudo de Jamaica (PCJ), el cual se consolida el 30 enero de 2008 con la constitución de empresa mixta Petrojam Ltd. (PCJ 51%, PDV Caribe 49%).

La Refinería Kingston está ubicada en el Puerto de Kingston, y desde 1993 ha operado de manera

rentable en un mercado no regulado y competitivo. La refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD.

El volumen de crudo procesado en 2013 fue de 23 MBD, y se obtuvo una producción de 3 MBD de gasolinas y naftas, 6 MBD de jet y destilados, 13 MBD de residuales y 1 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## ▶ REFIDOMSA PDV, S.A. – REFINERÍA DOMINICANA DE PETRÓLEO



En diciembre de 2010, PDVSA a través de PDV Caribe, S.A., adquirió parte del capital social de REFIDOMSA y fue constituida una empresa mixta denominada Refinería Dominicana de Petróleo PDV, S.A. (REFIDOMSA PDV, S.A)

con participación accionaria de 51% por el Gobierno Dominicano y 49% por PDV Caribe, S.A.

La Refinería Dominicana de Petróleo está ubicada en el Puerto de Haina, República Dominicana.

REFIDOMSA suplente aproximadamente 70% del mercado local dominicano de combustibles. Opera como empresa refinadora y como terminal de importación, posee una capacidad de procesamiento de 34 MBD alimentada con crudos venezolanos y en menor proporción con crudos mexicanos.

El volumen de crudo procesado en REFIDOMSA en 2013, fue de 28 MBD, y se obtuvo una producción de 6 MBD de gasolinas y naftas, 13 MBD de jet y destilados, 7 MBD de residuales y 2 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## ▶ EUROPA

### ▶ NYNAS AB

A través de Nynas AB, empresa mixta propiedad 50% de PDV Europa B.V. y 50% de Neste Oil, PDVSA tiene una participación de 50% en tres refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y Dundee en Escocia. PDVSA a través de Nynas AB también posee 25% de participación en una refinería en Eastham, Inglaterra.

La Refinería en Nynäshamn produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas, mientras que las Refinerías en Dundee, Eastham y Gothenburg son especializadas en producción de asfalto. Es importante destacar que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos.



El volumen de crudo procesado en Nynas en 2013, fue de 34 MBD. Adicionalmente, se recibieron 10 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 44 MBD de productos, de las cuales 9 MBD corresponden a jet y destilados, 6 MBD a residuales y 29 MBD a otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).



TABLA ▶ BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL

	2013 MBD		2012 MBD		2011 MBD	
<b>CAPACIDAD TOTAL DE REFINACIÓN</b>	<b>3.267</b>		<b>3.267</b>		<b>3.267</b>	
<b>PARTICIPACIÓN DE PDVSA EN LA CAPACIDAD</b>	<b>2.822</b>		<b>2.822</b>		<b>2.822</b>	
<b>ALIMENTACIÓN A REFINACIÓN</b>						
<b>CRUDO - SUMINISTRADO POR PDVSA</b>						
Liviano	312	14%	320	15%	446	18%
Mediano	649	29%	660	30%	643	26%
Pesado	454	21%	467	21%	467	19%
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.415</b>	<b>64%</b>	<b>1.447</b>	<b>66%</b>	<b>1.556</b>	<b>64%</b>
<b>CRUDO - SUMINISTRADO POR TERCEROS</b>						
Liviano	241	11%	214	10%	243	10%
Mediano	96	4%	96	4%	171	7%
Pesado	191	9%	130	6%	204	8%
<b>SUBTOTAL</b>	<b>528</b>	<b>24%</b>	<b>440</b>	<b>20%</b>	<b>618</b>	<b>25%</b>
<b>OTROS INSUMOS</b>						
Suministrados por PDVSA	185	8%	173	8%	137	6%
Suministrados por Terceros	107	5%	133	6%	145	6%
<b>Total Transferencias <sup>4</sup></b>	<b>-28</b>	<b>-1%</b>	<b>-12</b>	<b>-1%</b>	<b>-15</b>	<b>-1%</b>
Gasolinas / Naftas	-20	-	-6	-	-8	-
Destilados	-8	-	-6	-	-6	-
Lubricantes	-	-	-	-	-1	-
Otros	-	-	-	-	-	-
<b>SUBTOTAL</b>	<b>264</b>	<b>12%</b>	<b>294</b>	<b>13%</b>	<b>267</b>	<b>11%</b>
<b>ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN</b>						
Suministrado por PDVSA <sup>1</sup>	1.600	71%	1.620	74%	1.693	69%
Suministrado por Terceros	635	29%	573	26%	763	31%
Transferencias	-28		-12		-15	
<b>ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN</b>	<b>2.207</b>	<b>100%</b>	<b>2.181</b>	<b>100%</b>	<b>2.441</b>	<b>100%</b>
<b>Factor de Utilización <sup>2</sup></b>		<b>78%</b>		<b>77%</b>		<b>77%</b>
<b>PRODUCTOS OBTENIDOS <sup>3</sup></b>						
Gasolinas / Naftas	773	-	745	-	838	-
Gasolinas / Naftas Transferida <sup>4</sup>	-20	-	-6	-	-8	-
<b>TOTAL GASOLINAS/NAFTAS</b>	<b>753</b>	<b>34%</b>	<b>739</b>	<b>34%</b>	<b>830</b>	<b>34%</b>
Destilados	704	-	709	-	778	-
Destilados Transferidos <sup>4</sup>	-8	-	-6	-	-6	-
<b>TOTAL DESTILADOS</b>	<b>696</b>	<b>32%</b>	<b>703</b>	<b>32%</b>	<b>772</b>	<b>32%</b>
<b>Residual de bajo Azufre</b>	<b>107</b>	<b>5%</b>	<b>101</b>	<b>5%</b>	<b>95</b>	<b>4%</b>
<b>Residual de alto Azufre</b>	<b>282</b>	<b>13%</b>	<b>251</b>	<b>12%</b>	<b>291</b>	<b>12%</b>
<b>Asfalto <sup>5</sup></b>	<b>25</b>	<b>1%</b>	<b>30</b>	<b>1%</b>	<b>24</b>	<b>1%</b>
Lubricantes	11	-	18	-	16	-
Lubricantes Transferidos <sup>4</sup>	-	-	-	-	-1	-
<b>TOTAL LUBRICANTES</b>	<b>11</b>	<b>0%</b>	<b>18</b>	<b>1%</b>	<b>15</b>	<b>1%</b>
<b>Petroquímicos</b>	<b>57</b>	<b>3%</b>	<b>57</b>	<b>3%</b>	<b>87</b>	<b>4%</b>
<b>TOTAL OTROS</b>	<b>297</b>	<b>13%</b>	<b>283</b>	<b>13%</b>	<b>320</b>	<b>13%</b>
<b>TOTAL PRODUCIDO</b>	<b>2.228</b>	<b>101%</b>	<b>2.182</b>	<b>100%</b>	<b>2.434</b>	<b>100%</b>
Consumo, (ganancias)/pérdidas	-21	-1%	-1	0%	7	0%
<b>TOTAL PRODUCIDO</b>	<b>2.207</b>	<b>100%</b>	<b>2.181</b>	<b>100%</b>	<b>2.441</b>	<b>100%</b>

<sup>1</sup> PDVSA aportó 71%, 74% y 69% de los requerimientos totales de crudos e insumos a las refineries en las que posee participación para los años 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

<sup>2</sup> Cociente entre el crudo total para refinación y la participación de PDVSA en capacidad de refinación.

<sup>3</sup> La participación de PDVSA en la gama de productos.

<sup>4</sup> Productos recibidos y enviados, desde y hacia el sistema de refinación nacional e internacional.



PDVSA

PDV

# COMERCIO Y SUMINISTRO

1

PDV

PDVSA



► **EN 2013**, la gestión de Comercio y Suministro se desarrolló en el entorno de un mercado mundial caracterizado por un precio promedio del crudo *West Texas Intermediate* (WTI) de 97,79 US\$/Bl. Por su parte los precios del *Dated Brent* presentan un comportamiento similar, con un promedio de 108,66 US\$/Bl.

Para el año 2013, el diferencial *Dated Brent*-WTI promedió 10,87 US\$/Bl, a favor del marcador europeo, mostrando tendencia a reducirse a lo largo del año desde 18,66 US\$/Bl en enero-febrero, hasta alcanzar un mínimo de 6,34 US\$/Bl en el tercer trimestre del año. Durante el último trimestre de 2013 este diferencial se amplió nuevamente debido a que el mercado experimentó una nueva desconexión de los precios de los crudos domésticos estadounidenses respecto al resto del mundo. En esta oportunidad la desconexión no afecta solamente al WTI sino que incluye a otros crudos domésticos como el *Light Louisiana Sweet* (LLS), Mars (EEUU) y el *West Texas Sur* (WTS), este último componente importante de la fórmula de precio del Maya EEUU y el Boscán Fórmula MENPET - EEUU.

De esta manera los crudos estadounidenses de la región del Mercado Golfo de México (USGC) presentaron amplios y atípicos descuentos respecto a crudos foráneos de calidad similar. Esta dinámica ilustra que la creciente producción doméstica de crudo en Estados Unidos, así como la creciente disponibilidad de producción canadiense, continúan enfrentando serios desafíos en lo concerniente a sistemas de transporte.

A pesar del aumento en la producción de países No-OPEP durante el año 2013, los precios mantuvieron niveles estables, principalmente por preocupaciones por las interrupciones en el suministro de crudo derivadas de las consecuencias de la invasión a Libia, la desestabilización en Siria y en el Oriente Medio.

Los conflictos ocasionaron la interrupción de la producción de crudo en Libia, Siria e Irak debido a continuos enfrentamientos armados entre grupos internos y externos; así como por el conjunto de sanciones que han limitado la exportación de crudo iraní en virtud de los desacuerdos con Occidente sobre su programa de desarrollo nuclear.

En 2013, las interrupciones del suministro tanto de países OPEP como de naciones No-OPEP, se han incrementado en comparación con los últimos cuatro años, lo cual soportó los precios del crudo a pesar del gran incremento de la oferta, como el Shale Oil en Estados Unidos que ha ocasionado una notable disminución de las importaciones de crudo de este país, principalmente de crudo liviano dulce. Respecto a Venezuela, su cesta alcanzó un promedio de 98,08 US\$/Bl. Los componentes de la cesta, siguieron las tendencias del mercado, principalmente modelo al marcador Brent. Presentó un mínimo en abril de 97,13 US\$/Bl, y luego se recuperan hasta niveles de 102,47 US\$/Bl en el tercer trimestre del año.







# EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

▶ En este aspecto, se desarrollaron los objetivos de Comercio y Suministro que se detallan a continuación:

- *Maximizar los ingresos de la Nación provenientes de las ventas de hidrocarburos al mercado internacional.*
- *Garantizar el suministro de hidrocarburos a los mercados nacional e internacional alineado al nuevo orden geopolítico del país.*
- *Diversificar los mercados para crudos y productos con visión hacia el mercado asiático en China e India y dar soporte a la integración energética con los países de Suramérica, Centroamérica y el Caribe.*
- *Garantizar el suministro oportuno de los hidrocarburos a los países bajo los convenios del Alba y Petrocaribe.*
- *Disminuir los costos asociados al transporte, almacenamiento e infraestructura.*

En 2013, las exportaciones de crudos y derivados de refinación alcanzaron un total de 2.425 MBD. Del total exportado, 1.935 MBD corresponden a crudo y 490 MBD a productos refinados.

En la tabla siguiente se resumen las cifras de exportación de hidrocarburos totales de la Nación, para el período 2009-2013:

**TABLA ▶ EXPORTACIONES DE HIDROCARBURO LÍQUIDO TOTAL NACIÓN**  
(MBD)

EXPORTACIONES	2013	2012	2011	2010	2009
<b>TOTAL DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS</b>	<b>2.425</b>	<b>2.568</b>	<b>2.469</b>	<b>2.415</b>	<b>2.682</b>
<b>EMPRESAS FILIALES</b>	2.425	2.568	2.469	2.415	2.682
<b>PDVSA Petróleo</b>	2.017	2.213	2.038	2.010	2.283
<b>PDVSA Gas</b>	22	25	30	34	50
<b>CVP</b>	374	317	389	361	332
<b>Bitor</b>	-	-	-	-	5
<b>Commerchamp</b>	12	13	12	10	12
<b>PETRÓLEO</b>	<b>1.935</b>	<b>2.060</b>	<b>1.917</b>	<b>1.911</b>	<b>2.019</b>
<b>EMPRESAS FILIALES</b>	1.935	2.060	1.917	1.911	2.019
<b>PDVSA Petróleo</b>	1.596	1.780	1.560	1.581	1.737
Liviano	287	358	400	388	551
Mediano	110	202	138	151	198
Pesado y extrapesado	1.199	1.220	1.022	1.043	988
<b>CVP</b> Mejorado y Pesado	339	280	357	329	282
<b>PRODUCTOS</b>	<b>490</b>	<b>508</b>	<b>552</b>	<b>504</b>	<b>663</b>
<b>EMPRESAS FILIALES</b>	490	508	552	504	663
<b>PDVSA Petróleo</b>	421	433	478	429	546
Gasolinas y naftas	36	30	46	49	48
Destilados	6	43	64	63	108
Combustible residual <i>fuel oil</i>	281	258	268	215	297
Asfalto	6	5	1	0	1
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	51	57	66	59	59
Otros	41	40	32	43	33
<b>PDVSA Gas</b> LGN y Gasolina Natural	22	25	30	34	50
<b>CVP</b> Coque y Azufre	35	37	32	31	50
<b>Bitor</b> Fuel Oil	-	-	-	-	5
<b>Commerchamp</b>	12	13	12	10	12
Combustible residual <i>fuel oil</i>	3	4	3	2	4
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	9	9	9	8	8





## ▶ EXPORTACIÓN DE LA NACIÓN (MBD)

A continuación se indica la distribución de las exportaciones de crudos y derivados de refinación:

▶ **EXPORTACIÓN DE CRUDO:** Norteamérica: 773 MBD (40%); Asia: 726 MBD (37%); el Caribe: 316 MBD (16%), Europa: 87 MBD (5%); Suramérica 19 MBD (1%) y Centroamérica: 14 MBD (1 %).

▶ **PRODUCTOS REFINADOS Y LGN:** Asia: 289 MBD (59%); Norteamérica: 72 MBD (14%); Suramérica: 48MBD (10%); el Caribe: 33 MBD (6%); Europa:

20 MBD (4%); Otros destinos: 12 MBD (3%); África: 10 MBD (2%) y Centroamérica: 6 MBD (2%).

Finalmente, los destinos para las exportaciones totales fueron: Asia: 1.015 MBD (42%); Norteamérica: 845 MBD (35%); el Caribe: 349 MBD (14%); Europa: 107 MBD (4%); Suramérica 67 MBD (3%); Centroamérica: 20 MBD (1%); África y otros destinos: 22 MBD (1%).

TABLA ▶ EXPORTACIONES POR DESTINO

MBD

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<b>TOTAL</b>	<b>1.935</b>	<b>2.060</b>	<b>490</b>	<b>508</b>	<b>2.425</b>	<b>2.568</b>
<b>NORTEAMÉRICA</b>	<b>773</b>	<b>934</b>	<b>72</b>	<b>68</b>	<b>845</b>	<b>1.002</b>
EEUU Continental	768	919	70	63	838	982
EEUU Saint Croix	-	10	2	3	2	13
Canadá	5	5	-	-	5	5
México	-	-	-	2	-	2
<b>CARIBE INSULAR</b>	<b>316</b>	<b>315</b>	<b>33</b>	<b>40</b>	<b>349</b>	<b>355</b>
Curazao	168	166	5	4	173	170

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Aruba	13	17	-	1	13	18
Bahamas	-	-	-	1	-	1
Bonaire	-	-	-	0,03	-	0,03
Cuba	99	98	6	6	105	104
Antigua y Barbuda	-	-	1	1	1	1
Dominica	-	-	-	0,02	-	0,02
Haití	-	-	1	0,03	1	0,03
Jamaica	20	20	3	6	23	26
Martinica	-	-	0	1	0	1
Puerto Rico	-	-	4	7	4	7
República Dominicana	16	14	13	13	29	27
Granada y Guadalupe	-	-	0,06	-	0,06	-
San Cristóbal y Nieves	-	-	-	0,004	-	0,004
San Vicente y las Granadinas	-	-	-	0,003	-	0,003
<b>CENTROAMÉRICA</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>20</b>	<b>24</b>
Costa Rica	-	-	0,27	-	0,27	-
El Salvador	-	-	1	2	1	2
Guatemala	-	-	0,1	1	0,1	1
Nicaragua	14	11	3	7	17	18
Panamá	-	-	2	3	2	3
<b>SURAMÉRICA</b>	<b>19</b>	<b>22</b>	<b>48</b>	<b>51</b>	<b>67</b>	<b>73</b>
Argentina	-	-	-	1	-	1
Brasil	2	-	45	39	47	39
Chile	-	-	1	4	1	4
Ecuador	-	-	2	5	2	5
Perú	-	2	-	2	-	4
Uruguay	17	20	-	-	17	20
<b>EUROPA</b>	<b>87</b>	<b>120</b>	<b>20</b>	<b>36</b>	<b>107</b>	<b>156</b>
Alemania	7	11	3	-	10	11
Bélgica	8	9	-	1	8	10
Dinamarca	-	-	-	1	-	1
España	43	50	-	-	43	50
Francia	-	2	1	3	1	5
Grecia	-	-	5	1	5	1
Holanda	1	4	4	17	5	21
Italia	-	6	4	9	5	15
Portugal	-	3	-	-	-	3
Reino Unido	9	14	2	2	16	16
Rumania	-	-	-	1	-	1
Suecia	19	14	-	-	19	14
Otros	-	7	1	1	8	8
<b>ASIA</b>	<b>726</b>	<b>658</b>	<b>289</b>	<b>266</b>	<b>1.015</b>	<b>924</b>
China	293	269	77	84	369	353
India	403	366	-	1	403	367
Japón	12	3	-	-	12	3
Líbano	-	-	1	-	1	-
Malasia	18	20	-	-	18	20
Singapur	-	-	196	162	196	162
Turquía	-	-	15	19	15	19
<b>ÁFRICA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>10</b>	<b>21</b>
Marruecos	-	-	2	1	2	1
Togo	-	-	1	8	1	8
Nigeria	-	-	7	12	7	12
<b>OTROS</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Commerchamp	-	-	12	13	12	13



## ▶ OTRAS GESTIONES DE MERCADO INTERNACIONAL

Con respecto a la comercialización internacional de productos al detal, para cumplir con la visión geopolítica de unión latinoamericana, Commercit, filial de PDVSA, colocó 4,83 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 115 MBI) en el año 2013, conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, S.A., PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, Ltda. (99% Commercit – 1 % Tradecal) y PDV Guatemala Ltd. Esto representa un aumento de 1,33 millones de galones en relación al año 2012.

La demanda de lubricantes del mercado ecuatoriano es de 25 millones de galones. PDV Ecuador

colocó 3,35 millones de galones, lo cual representa el 13,4% de participación en dicho mercado.

En 2013 se comercializaron 568 mil galones de bases lubricantes. Asimismo, se comercializaron 57,5 millones de galones de combustibles (equivalentes a 1.368,7 MBI) a través de la red de estaciones de servicio de PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, PDV Guatemala y PDV Ecuador; con un efecto neto de incremento de los volúmenes de venta en relación con el año 2012, en 181,8 MBI, principalmente por el aumento de las ventas a través de estaciones de servicios en Ecuador.

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

En general, el comportamiento de las ventas de hidrocarburos de PDVSA al continente asiático, entre los años 2007-2013, muestran el aumento de las colocaciones de crudo y productos en esa región, en concordancia con el lineamiento de diversificación de nuestros mercados.

TABLA ▶ VOLUMEN DE SUMINISTRO

CONTRATOS (MBD)	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	TOTAL PROMEDIO DE VENTAS
Fondo Tramo A	-	-	-	75	91	86	89	<b>85</b>
Fondo Tramo B	-	-	-	107	124	-	-	<b>116</b>
Gran Volumen y Largo Plazo	290	252	220	205	-	-	-	<b>242</b>
Renovación Tramo A y B	190	199	195	-	-	-	-	<b>195</b>
Fondo Tramo C	5	-	-	-	-	-	-	<b>5</b>
<b>TOTAL</b>	<b>485</b>	<b>451</b>	<b>415</b>	<b>387</b>	<b>215</b>	<b>86</b>	<b>89</b>	



## MERCADO NACIONAL

► Es la organización encargada de comercializar y distribuir productos derivados del petróleo en el territorio nacional, con la finalidad de satisfacer de manera consistente el mercado interno, de acuerdo con los requisitos establecidos y alineados a la Ley del Plan de la Patria 2013 – 2019.

Para la comercialización en el mercado nacional, la capacidad de almacenamiento instalada es de 7.077 MBl. Además, se posee una capacidad para transportar 379 MBD vía poliductos (sistemas de interconexión de 1.144 km) y 307 MBD vía terminales (excluyendo

el volumen transportado de Gas Licuado de Petróleo e importación de insumos para procesos). También cuenta con una planta envasadora de lubricantes terminados para los sectores automotor, industrial y eléctrico con una capacidad de producción de 2,79 MBD.

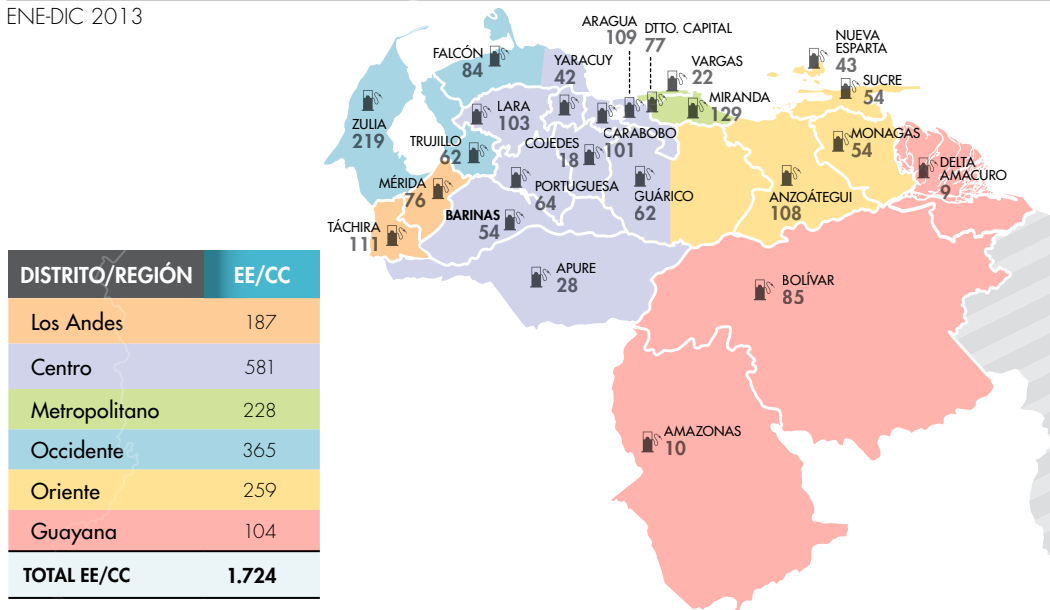


**SISTEMA DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN**



**INFRAESTRUCTURA DE EXPENDIO DE COMBUSTIBLES**

ENE-DIC 2013



Al cierre del año 2013, el sistema para distribución y comercialización de los productos está conformado por:

- 1.724 Expendios de Combustibles (EE/CC) activos distribuidos en todo el territorio nacional.

- 25 plantas de suministro ubicadas en 24 aeropuertos y un helipuerto.

**TABLA ▶ PLANTAS DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN**

N°	AEROPUERTOS	CAPACIDAD EFECTIVA (MLts)	
		JET	AV-GAS
<b>METROPOLITANO</b>			
1	Caracas - Charallave	294	196
2	Helipuerto El Ávila	50	ND
3	Maiquetía	3.634	53
4	Higuerote	38	38
<b>TOTAL METROPOLITANO</b>		<b>4.016</b>	<b>287</b>
<b>ORIENTE</b>			
5	Porlamar	1.500	179
6	Barcelona	276	92
7	Maturín	194	48
8	Cumaná	141	92
9	Valle La Pascua	96	96
10	Güiria	61	ND
<b>TOTAL ORIENTE</b>		<b>2.268</b>	<b>507</b>
<b>GUAYANA</b>			
11	Ciudad Bolívar	94	160
12	Puerto Ordaz	242	71
13	Puerto Ayacucho	267	97
14	Caicara del Orinoco	81	56
15	Santa Elena de Uairén	94	55
<b>TOTAL GUAYANA</b>		<b>778</b>	<b>439</b>
<b>CENTRO</b>			
16	Maracay	89	54
17	Valencia	1.522	42
18	Barquisimeto	260	65
19	Acarigua	99	148
20	Barinas	98	97
21	San Fernando	94	79
<b>TOTAL CENTRO</b>		<b>2.162</b>	<b>485</b>
<b>OCCIDENTE</b>			
22	Maracaibo	587	98
23	Las Piedras	106	47
<b>TOTAL OCCIDENTE</b>		<b>693</b>	<b>145</b>
<b>LOS ANDES</b>			
24	El Vigía	191	72
25	San Antonio	242	ND
<b>TOTAL LOS ANDES</b>		<b>433</b>	<b>72</b>
<b>CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL</b>		<b>10.350</b>	<b>1.935</b>

El volumen de combustible despachado por las plantas en aeropuertos en el 2013 fue de 2.187.755 Bl de Jet-A1 y 87.336 Bl de AV-GAS.

- Cuatro puertos pesqueros ubicados en los estados Anzoátegui y Sucre, los cuales despacharon 521.254 Bl de Diesel (MGO).

**TABLA ▶ PUERTOS PESQUEROS**

N°	PUERTOS	PUERTOS PESQUEROS (DIESEL)	
		ALMACENAJE (Bl)	DESPACHO (Bl)
1	Cumaná	20.304	287.960
2	Pescalba	5.032	18.519
3	Güiria	14.077	139.429
4	Punta Meta	9.611	75.346
<b>CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL</b>		<b>49.024</b>	<b>521.254</b>

- Tuberías, cisternas o gabarras ubicadas en los puertos de Cumaná, Güiria y Punta Meta para la venta de combustibles y lubricantes para transporte marítimo.
- Planta de mezcla y envasado de lubricantes terminados PDV® para los sectores automotor, industrial y eléctrico y cuya producción para el año 2013 fue de 773.820 Bl.
- Cuatro canales de distribución para la venta de combustibles, lubricantes y especialidades (azufre, nafta, parafina, solventes, asfalto y otros químicos) para atender a 4.089 usuarios, disgregados de la siguiente manera: 1.724 expendios de combustibles, 1.474 industriales, 493 aviación y 398 marinos.





## ▶ VENTAS DE HIDROCARBUROS EN EL MERCADO INTERNO

En la siguiente tabla, se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural de PDVSA en el mercado interno, desde el año 2006 hasta el año 2013:

**TABLA ▶ VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO**

2013-2009

	2013	2012	2011	2010	2009
<b>LÍQUIDOS (MBD)</b>	<b>703</b>	<b>681</b>	<b>646</b>	<b>674</b>	<b>599</b>
Gas Natural Licuado	91	89	77	82	81
<b>Productos Refinados</b>	<b>612</b>	<b>592</b>	<b>569</b>	<b>592</b>	<b>518</b>
Gasolinas para automóviles	299	301	293	315	290
Gasóleos y destilados	249	216	182	183	152
Residual	37	46	52	57	54
Asfaltos	9	10	8	7	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	7	6	6	6	6
Aceites, lubricantes y grasas	4	5	5	4	3
Naftas	-	4	17	8	1
Azufres y otros químicos	2	1	1	1	1
Otros (1)	5	3	5	11	3
<b>GAS NATURAL (MBpe)</b>	<b>247</b>	<b>265</b>	<b>253</b>	<b>304</b>	<b>313</b>
<b>TOTAL LIQUIDO Y GAS NATURAL (MBpe)</b>	<b>950</b>	<b>946</b>	<b>899</b>	<b>978</b>	<b>912</b>
Gas Natural (MMPCD)	1.432	1.537	1.465	1.765	1.816
Gas Natural (\$/MMPCD)	0,68	0,82	0,88	0,65	1,13
Líquidos (\$/B)	4,15	4,78	7,23	3,67	7,21

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

Las ventas de hidrocarburos líquidos en el mercado nacional alcanzaron un volumen de 703 MBD en 2013 lo que representa un incremento de 3% con respecto al año 2012 (681 MBD).



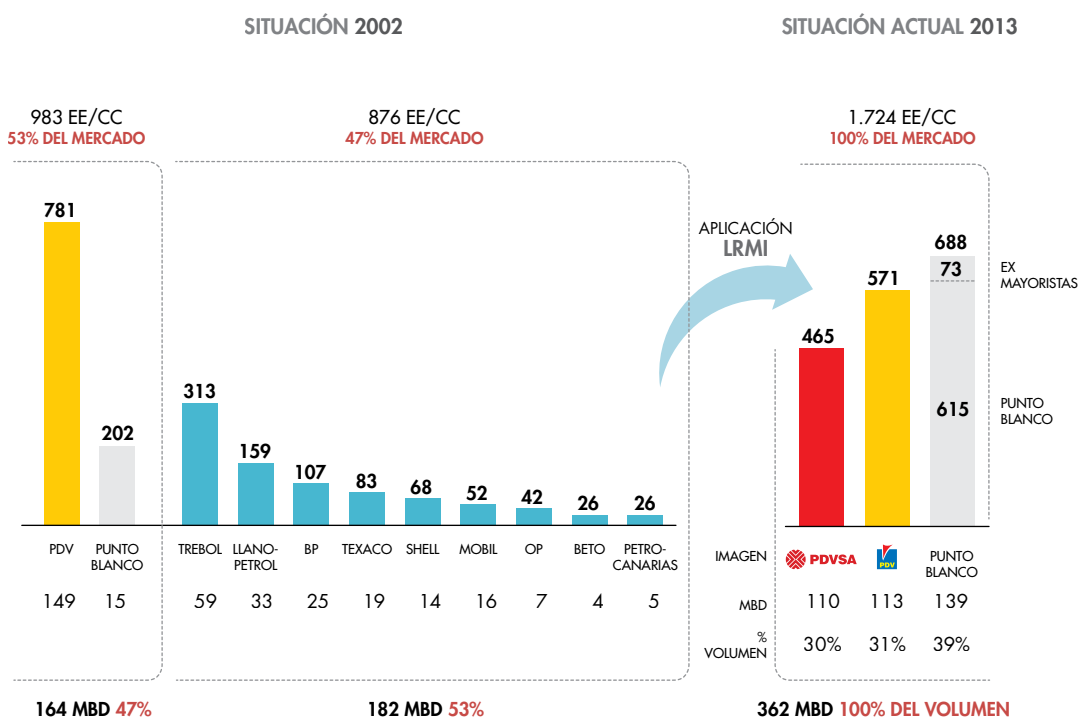
## ▶ PLAN DE REORDENAMIENTO DEL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES

Con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, a partir de septiembre del año 2008, le permitió al Estado reservarse la actividad de intermediación. Se asumió a través de PDVSA el abanderamiento de todos los expendios de combustibles a nivel nacional y el control del transporte de los combustibles líquidos para el mercado interno, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

El esquema siguiente representa la evolución de los puntos de expendio de combustibles y del plan de abanderamiento de los expendios de combustibles.

- **DISTRITO ANDES:** 84 blancas, 86 PDV, 21 PDVSA, 191 Total Distrito.
- **DISTRITO OCCIDENTE:** 118 blancas, 110 PDV, 120 PDVSA, 348 Total Distrito.
- **DISTRITO CENTRO:** 233 blancas, 166 PDV, 154 PDVSA, 553 Total Distrito.
- **DISTRITO METROPOLITANO:** 104 blancas, 59 PDV, 72 PDVSA, 235 Total Distrito.
- **DISTRITO ORIENTE:** 128 blancas, 93 PDV, 59 PDVSA, 280 Total Distrito.
- **DISTRITO GUAYANA:** 21 blancas, 57 PDV, 39 PDVSA, 117 Total Distrito.
- **TOTAL ACTIVAS:** 688 blancas, 571 PDV, 465 PDVSA 1.724 Total Nación.

### REORDENAMIENTO DEL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES A 2013 / EVOLUCIÓN CAMBIO DE IMAGEN



Durante el 2013, se continuó con el proceso de retiro de emblemas en Estaciones de Servicio Ex-Mayoristas a nivel nacional en 533 estaciones de servicio, seleccionadas por el Ministerio y enmarcadas en el Plan de Reordenamiento del Mercado Interno.



## ► PROYECTOS DEL PLAN SIEMBRA PETROLERA

Para satisfacer las demandas futuras de combustibles líquidos al mercado interno y su distribución eficiente y oportuna, se desarrollan proyectos que permitirán disponer de nuevos volúmenes y mejorar la confiabilidad operacional de la infraestructura existente, fortaleciendo la red de distribución para el desarrollo nacional, según los lineamientos del Plan Siembra Petrolera. Dentro de estos proyectos se encuentran:

PROYECTO	OBJETIVO	ALCANCE Y SITUACIÓN ACTUAL
<b>SUMINISTRO FALCÓN-ZULIA (SUFAZ)</b>	Sustituir el medio de transporte de productos blancos (Gasolinas, Jet – A1 y Diesel). Actualmente se realiza vía cabotaje, por un poliducto desde el CRP Cardón hasta el área de ULE, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, para aumentar la confiabilidad del suministro y reducir los costos de operación. El alcance contempla la construcción de un poliducto de 24 pulgadas de 216 km de longitud e incluye: una estación de bombeo con tres bombas de 3.500 hp. c/u; una sub - estación eléctrica; construcción de 20 estaciones de seccionamiento; 257 km de red de fibra óptica; telecomunicaciones vía microonda; interconexión con el poliducto SUMANDES.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 75%, con una inversión de MMUS\$ 177,33 con lo cual se dio continuidad a los tramos: Tramo A: Ulé - Mene Mauroa 53 km, avance de obra: 84%; Tramo B: Mene Mauroa-Buena Vista 73 km, avance de obra: 59%; Tramo C: Buena vista-Río Seco 59 km, avance de obra: 62%; Tramo D: Río Seco-Tiguadare 25 km, avance de obra: 79%; Tramo E: Tiguadare-CRP 13,5 km, avance de obra: 3,62%.</li> </ul>
<b>REEMPLAZO DEL POLIDUCTO SUMANDES</b>	Construir la infraestructura necesaria para el reemplazo del Poliducto SUMANDES, logrando aumentar la capacidad de transporte de productos blancos, (gasolina, diesel y kerosén) y cubrir la demanda del estado Zulia, Región Andina, parte del estado Barinas (215 MBD de combustibles, hasta 2034).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 18%, con una inversión de MMUS\$ 0,48 que corresponde a actualizaciones de ingeniería y gestión de permisería.</li> </ul>
<b>POLIDUCTO REFINERÍA PUERTO LA CRUZ - PLANTA DE DISTRIBUCIÓN MATORIN</b>	Construir un poliducto para satisfacer la demanda en la distribución de combustible del parque automotor, de manera confiable, eficiente y segura, con una producción estimada de 39.000 Barriles/día hasta el año 2034. El alcance consiste en la construcción de un poliducto de 215 km de longitud, 12 pulgadas de diámetro entre la refinería Puerto La Cruz y la P/D Matorín, incluye: Instalación de 2 bombas principales de 1500 hp; 33 estaciones de válvulas; subestación eléctricas; sistema contra incendio y sistema de protección catódica; sistema de telemetría y sistema protector contra descargas atmosféricas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 27%, con una inversión de MMUS\$ 6,99, que corresponde a la ejecución estudios especiales levantamiento topográfico, hidrológico, ACR/SIL, impacto ambiental y desarrollo de la ingeniería de detalle.</li> </ul>

PROYECTO	OBJETIVO	ALCANCE Y SITUACIÓN ACTUAL
<b>PLANTA DE DISTRIBUCIÓN BATALLA DE SANTA INÉS</b>	Diseñada para distribuir mediante camiones hasta 37 MBD de gasolina, 38 MBD de diesel automotor y 10 MBD de Jet A-1 cuando la nueva refinería opere a una capacidad de 100 MBD. Los productos serán distribuidos en los estados Táchira, Mérida, Portuguesa, Barinas y Apure, sustituyendo parcialmente el actual nodo de abastecimiento desde Barquisimeto, con lo cual se disminuyen los tiempos de transporte, costos y flujo de carga pesada en carreteras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>En desarrollo de la ingeniería, procura y construcción de la planta de distribución de productos terminados.</li> </ul>
<b>FUELDUCTO RAMÓN LAGUNA</b>	Construir un sistema de suministro de fuel-oil por tendido de tuberías sublacustre desde el terminal de embarque Puerto Miranda hasta la planta termoeléctrica Ramón Laguna en el estado Zulia, a fin de sustituir el cabotaje y garantizar la continuidad del combustible.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 8%, con una inversión de MMUS\$ 2,05.</li> </ul>
<b>POLIDUCTO REFINERÍA EL PALITO - PLANTA DE DISTRIBUCIÓN BARQUISIMETO</b>	Proveer a la zona centro occidental del país de un nuevo poliducto para satisfacer la demanda en la distribución de combustible del parque automotor, de manera confiable, eficiente y segura. El proyecto comprende el desarrollo de todas las fases de ingeniería, para el tendido del nuevo poliducto de 155 km de longitud y 16 pulgadas de diámetro, donde se incluye la evaluación de almacenaje en Barquisimeto, así como los sistemas asociados al poliducto existente y nuevo, tales como sistemas de bombas, trampas de herramientas de limpieza, sistemas de control, servicios y obras mecánicas y civiles.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 23%, con una inversión de MMUS\$ 3,79 que corresponde a la ejecución estudios especiales tales como: levantamiento topográfico, estudios hidráulico y resistencia de suelo.</li> </ul>
<b>NUEVA PLANTA DE DISTRIBUCIÓN CATIA LA MAR</b>	Construir una planta de distribución de combustibles que sustituya a la planta actual para garantizar el suministro de combustibles líquidos (gasolinas de 91 y 95 diesel, AV-GAS y Jet-A1) y así abastecer la demanda futura del estado Vargas y el Aeropuerto Internacional Simón Bolívar, con una capacidad total de 817,9 MBI, a ser ubicada en Catia La Mar. El alcance del proyecto incluye estación de bombeo, tuberías para transporte, tanques de almacenamiento: 679 MBI, llenadero de cisternas, estacionamiento de cisternas, sala de control, edificio administrativo, cuarto de equipos eléctricos, almacén, galpón de mantenimiento y comedor, desmantelamiento de planta existente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 8%, con una inversión de MMUS\$ 0,56. Se encuentra a la espera de pronunciamiento definitivo del COPREFINACS, para iniciar nuevo proyecto relacionado con la modernización de la P/D existente.</li> </ul>
<b>PLANTA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLE DEL OESTE REGIÓN CAPITAL</b>	Desarrollar la ingeniería, procura y construcción de una planta de combustibles líquidos (Planta Oeste), la cual será diseñada con 135 MB de capacidad instalada, para manejar volúmenes de gasolinas y diesel del sector oeste de la ciudad de Caracas. Dicha planta estará conformada por un poliducto de 10 pulgadas, con una longitud estimada de 5,8 km de longitud; además de un sistema de bombeo, un patio de tanques para el almacenamiento de combustible, un patio de gandolas y un llenadero.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenta un avance físico acumulado de 11%, con una inversión de MMUS\$ 1,73 que corresponde al desarrollo de la ingeniería básica, se iniciaron los estudios de impacto ambiental y sociocultural. Actualmente se encuentra en la fase de elaboración del PEP y DSD III del proyecto, e iniciados los procesos de contratación para acometida eléctrica de la planta con CORPOELEC; desarrollo y revisión de ingeniería de detalle.</li> </ul>



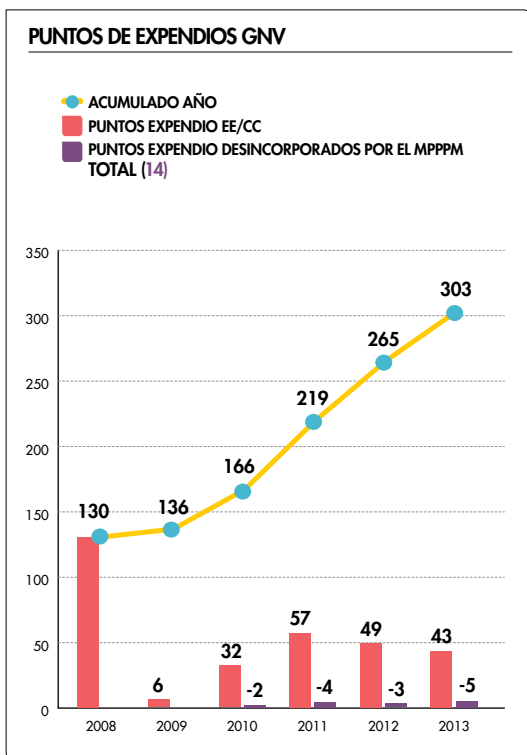


## ▶ PROYECTO AUTOGAS

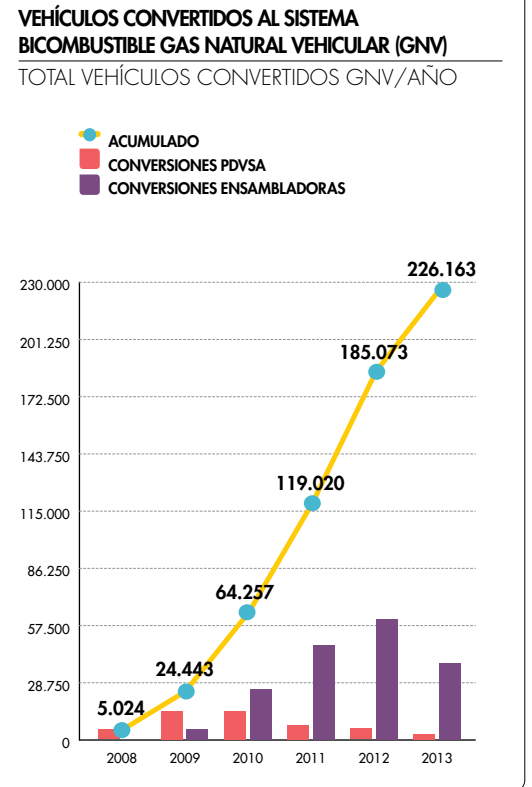
En el año 2013, se realizó la conversión de 41.090 vehículos al sistema bicomcombustible, de los cuales 2.646 fueron convertidos por los centros de conversión y 38.444 vehículos por las ensambladoras y comercializadoras. Actualmente los centros de conversión acumulan 49.090 vehículos convertidos y las ensambladoras 177.073 vehículos con sistema bicomcombustible, para un total de 226.163 vehículos. Además, se cuenta con 41 centros de conversión operativos (10 propiedad de PDVSA) y 15 centros de conversión móviles adicionales.

Para el suministro al detal del GNV, se culminó durante el año 2013, la construcción de 43 puntos de expendio. Actualmente, se dispone de 303 puntos de expendio en estaciones de servicio a escala nacional. Con respecto al año 2012, los puntos de expendio disponibles aumentaron en 14,34%.

En el siguiente gráfico se puede observar la cantidad de puntos de expendio construidos anualmente desde el inicio del proyecto, las estaciones que han sido desincorporadas por el Ministerio, así como el total de puntos de expendios construidos a diciembre de 2013.

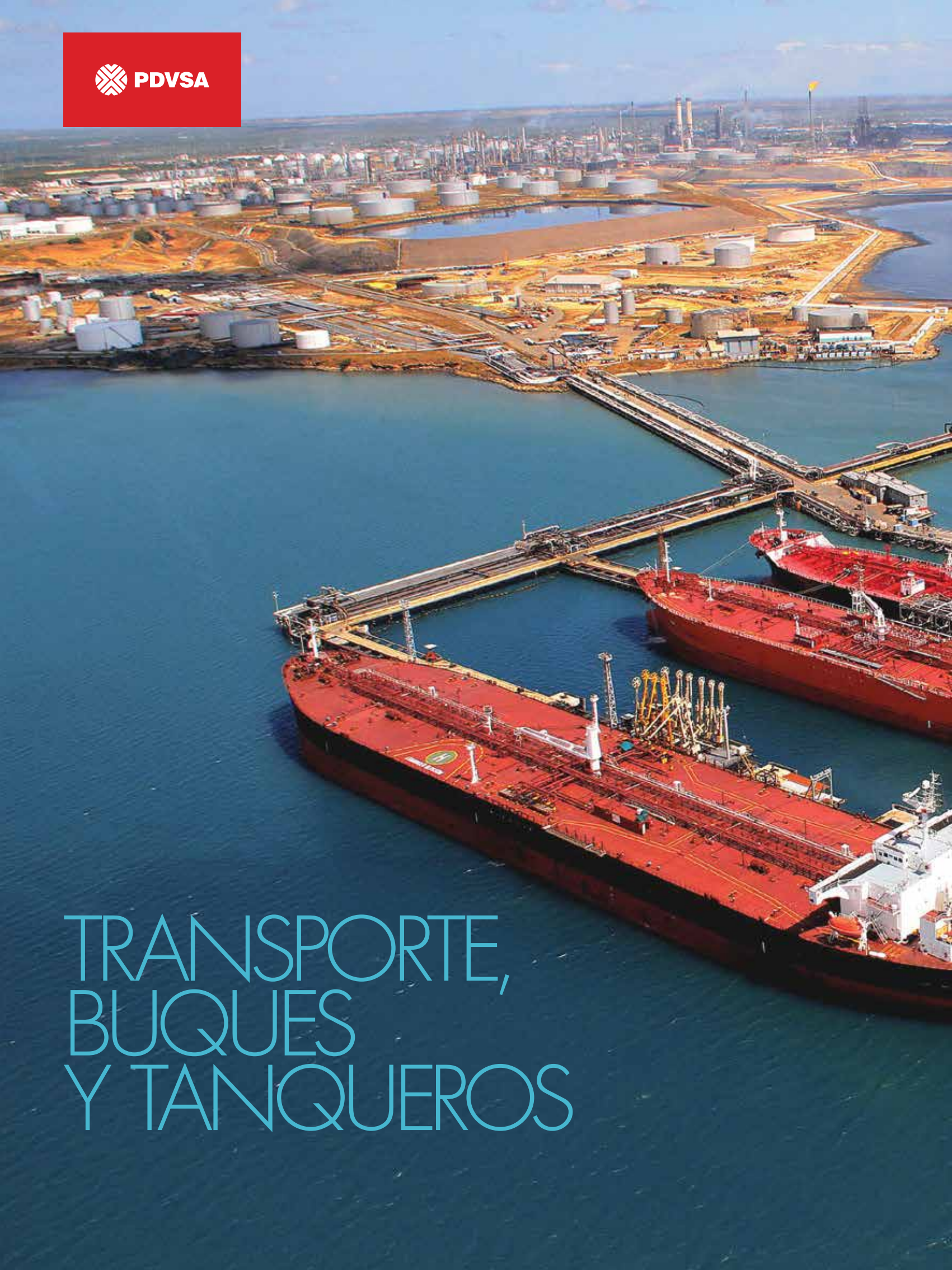


El cuadro que se presenta a continuación muestra el número de vehículos convertidos al sistema bicomcombustible y puntos de expendio desde el año 2006:



En los estados donde el proyecto se lleva a cabo, el consumo del GNV se ha incrementado, debido al aumento en el número de vehículos convertidos en el año 2013 y unidades de transporte público con motor dedicado a GNV incorporados al parque automotor venezolano.

El consumo de GNV durante el año 2013 fue de 28.714.981 m<sup>3</sup>, lo cual representa un aumento de 151,52% con respecto al año 2012, cuando el consumo alcanzó los 11.416.706 m<sup>3</sup>.



# TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS



► LA FLOTA de PDV Marina está constituida por 23 buques tanques: Yare, Terepaima, Paramaconi, Tamanaco, Negra Matea, Negra Hipólita, Manuela Sáenz, Luisa Cáceres, Guanoco, Inciarte, Eos, Icaro, Hero, Nereo, Parnaso, Proteo, Teseo, Zeus, Río Orinoco, Río Arauca, Río Apure, Río Caroní y VLCC Ayacucho.



## SUMINISTRO Y LOGÍSTICA

► En 2013 se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en los ámbitos nacional e internacional. La actividad naviera se desenvuelve con 76 embarcaciones, 25 de las cuales corresponden a buques propios (23 PDV Marina y 2 Transalba), 32 buques de empresas mixtas y aliadas y 19 buques contratados a terceros. Estos 76 buques movilizaron un total de 657 MMBI de hidrocarburos durante el año 2013.

El volumen movilizado de productos negros (crudos y residuales) en el año 2013 fue de 445 MMBI a través de 37 buques, de los cuales 150 MMBI fueron movilizados por PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros, 324 MMBI (72,80%) fueron movimientos de Almacenamiento en el Exterior (Almaex) y exportación. Asimismo, 121 MMBI (27,20%) fueron movimientos de cabotaje.

El volumen de productos blancos movilizado en el año 2013 fue de 188 MMBI, a través de 28 buques, 19 MMBI por PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros. Por otra parte, 155 MMBI (82%) fueron movimientos de cabotaje y 33 MMBI (18%) movimientos de Almaex y exportación. Cabe destacar, que la movilización total de este tipo de productos aumentó 26 MMBI con respecto al año 2012.

El volumen de productos de especialidades y GLP movilizados en el año 2013 fue de 24 MMBI; 0,5 MMBI por PDV Marina y el restante por flota asignada a terceros. Todo este volumen fue realizado por movimientos de cabotaje, utilizando flota propia y controlada a través de siete buques de GLP, dos asfalteros y dos para carga general.

En relación con los dos buques destinados al transporte de carga general, un buque es utilizado para el suministro de gasolina 91, diesel, GLP, carga rodante y carga general hacia el Territorio Insular Francisco de Miranda. El otro buque realiza labores de transporte de asfalto y GLP hacia las Islas del Caribe, a su vez, es utilizado para el transporte de carga general que requieren los distintos proyectos que lleva a cabo PETROCARIBE.

En aras de asegurar la continuidad operacional con los compromisos adquiridos en suministro, se dio prioridad en la contratación de buques con empresas de países aliados, obteniendo reducciones significativas en los fletes y buques en óptimas condiciones operacionales que proporcionan a la industria una racionalización y optimización de recursos con un ahorro aproximado de 3,1 millones de dólares anuales.





# PDV MARINA

En cuanto a las actividades operacionales, comerciales y técnicas de la filial PDV Marina, éstas fueron desarrolladas de manera ininterrumpida y confiable, garantizando el suministro de hidrocarburos en los mercados nacional e internacional, alcanzando la movilización de un total de 170,49 MMBL aproximadamente acumulado al mes de diciembre, de los cuales, el 88,31% representa a crudos; el 11,30% representa a productos limpios y el 0,39% representa a asfalto y otros. Estas operaciones fueron efectuadas con un total de 23 buques tanques (Yare, Terepaima, Paramaconi, Tamanaco, Negra Matea, Negra Hipólita, Manuela Sáenz, Luisa Cáceres, Guanoco, Inciarte, Eos, Icaro, Hero, Nereo, Parnaso, Proteo, Teseo, Zeus, Río Orinoco, Río Arauca, Río Apure, Río Caroní y Ayacucho).

**TABLA ▶ VOLUMENES TRANSPORTADOS EN 2013 (EXPRESADO EN BARRILES)**

FLOTA	PRODUCTOS LIMPIOS	LPG	ASFALTOS Y OTROS	CRUDOS	TOTAL
PROPIA	19.269.268	-	665.110	58.206.711	78.141.089
LAKEMAX	-	-	-	70.211.697	70.211.697
SUEZMAX	-	-	-	16.291.556	16.291.556
VLCC	-	-	-	5.852.301	5.852.301
FLUVIAL	465	-	-	-	465
<b>TOTAL BARRILES</b>	<b>19.269.733</b>	<b>-</b>	<b>665.110</b>	<b>150.562.265</b>	<b>170.497.108</b>

Durante el 2013 se reforzaron las alianzas estratégicas para la construcción, ampliación y sustitución de buques petroleros con países amigos como: Argentina, China e Irán. A través de la filial CV-Shipping, se recibió en el mes de octubre el primer Very Large Crude Carrier (VLCC) Ayacucho (con capacidad de transportar 2 MMBL); continuando sin contratiempos la construcción de los VLCC Carabobo, Boyacá y Junín, de 320.000 DWT en el astillero Bohai Shipbuilding Heavy Industry Co. de la República Popular China. A continuación se detalla la información:

**TABLA ▶ CALENDARIO DE ENTREGA DE LOS VLCC DE CV SHIPPING**

VLCC (BUQUE)	STEEL CUTTING (CORTE ACERO)	KEEL LAYING (PUESTA QUILLA)	LAUNCHING (BOTADURA)	DELIVERY (ENTREGA)
CARABOBO / 518-3	DIC-11	JUL-13	DIC-13	JUN-14
BOYACA / 518-4	OCT-11	ENE-13	JUN-13	ENE-14
JUNIN / 518-6	DIC-11	DIC-13	ABR-14	NOV-14

FUENTE: CV-Shipping.

A principios del tercer trimestre del 2013, PDV Marina recibió cuatro buques tanques: Río Arauca, Río Apure, Río Caroní y Río Orinoco, construidos en el astillero Samsung Heavy Industries, con sede en Corea del Sur. Estos Buques tipo Suezmax, poseen un arqueo bruto de 81.384 unidades, una capacidad para transportar carga de hasta 1.080 MBL, una eslora de 274,39 metros, una manga de 48 metros y un puntal de 23,20 metros, para apoyar la gestión de cargas estratégicas hacia el exterior.

Durante el mes de octubre, PDV Marina recibió la recertificación de protección Buques 2013-2019 (PBIP), para la totalidad de las embarcaciones operativas que conforman la flota de la Filial. En aras de fortalecer el

proceso de mantenimiento mayor de la flota, se firmaron cuatro convenios-acuerdos de alianzas estratégicas con CORPOAMAZONAS, PDVSA NAVAL, TERMACA y SALVAGUARN (Servicio Autónomo de Lanchas de la Guardia Nacional Bolivariana de Venezuela).

El plan de mantenimiento mayor de la flota se cumplió 100%, entre los cuales se destacan los siguientes: Proteo, Icaro, Parnaso, Teseo y Eos; además de los diques de los remolcadores: Zapara, Nicole, Debby P, y de las lanchas: TM-921, Luisana y Zuata.

En lo que respecta a la disponibilidad de los Buques Tanques para el transporte eficiente de los hidrocarburos se mantuvo un promedio de 80% cumpliendo con la cuota asignada por Comercio y Suministro.



PDVSA EMPRESA NACIONAL  
DE TRANSPORTE, S.A. (ENT)

Esta filial se creó en el marco de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, con el objetivo de garantizar el transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del mercado interno en el territorio nacional a través de una flota propia, además de empresas privadas de transporte, suministrando oportunamente el producto con adecuados estándares de seguridad, calidad y confiabilidad. Para esto, la ENT ha asumido la ocupación de 96 empresas de transporte de las 364 existentes.

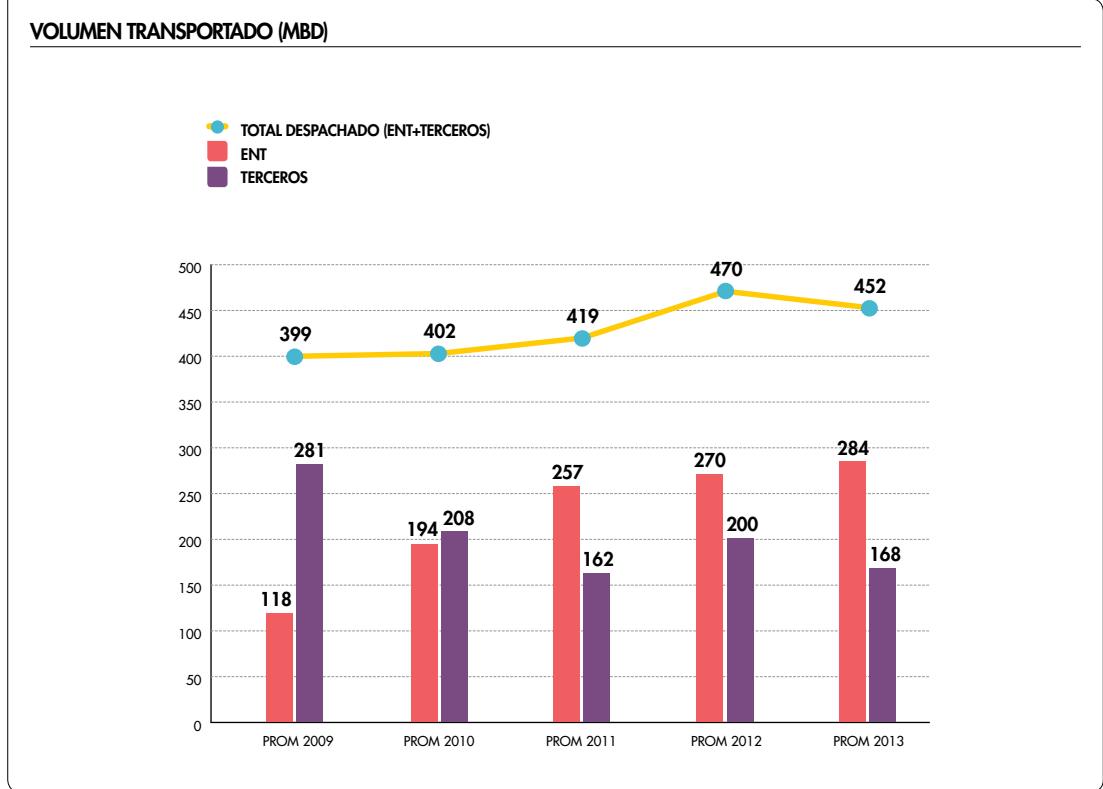
En el año 2013, la ENT transportó un promedio de 452 MBD, de los cuales 284 MBD se transportaron con esfuerzo propio, que representa 63% del total de combustibles líquidos movilizados por día al

Mercado Nacional. El resto de los combustibles líquidos (37%) fue transportado con flota de terceros, cuya participación fue de 168 MBD.

Del volumen total promedio transportado, 74,9% corresponde a estaciones de servicio (338,25 MBD); 10,20% al Sector Eléctrico (46,06 MBD); 12,40% a clientes industriales (56,00 MBD); 1,00% a puertos y aeropuertos (4,52 MBD); 0,40% a Convenio Binacional (1,81 MBD); y 1,1% al consumo propio PDVSA (4,97 MBD).

Durante el año 2013, el transporte de combustible a través de cisternas fue de 165 MMBL, de los cuales 104 MMBL se transportaron con flota propia y 61 MMBL con flota contratada o de terceros.

A continuación, se muestran los volúmenes transportados por la ENT comparados con terceros desde el año 2009 hasta el año 2013.



Para el segundo semestre del año 2013, fueron adquiridas 470 unidades tractoras y 307 cisternas para fortalecer la flota operativa, totalizando con 2.013 unidades tractoras activas y 1.912 cisternas activas. Como parte del modelo socialista que pretende la superación de la explotación de los trabajadores, la nacionalización de las empresas de transporte benefició a los trabajadores que fueron absorbidos durante la ocupación de las empresas transportistas privadas e incrementó la participación del Estado en las actividades estratégicas de suministro de combustible.

Para garantizar la seguridad del transporte de combustible, se instalaron 1.343 GPS en unidades

propias, 594 en unidades del sector privado y 6 en unidades alquiladas, para un total de 1.943 dispositivos. Las unidades son monitoreadas en los Centros de Control Integral de la Empresa Nacional de Transporte (CICENT) ubicados a escala nacional durante todo el recorrido, desde la salida de las plantas de distribución hasta su retorno; garantizando la seguridad y entrega oportuna del combustible.

Por otro lado se dispone de 27 sedes operacionales en todo el país, que están siendo adecuadas para mejorar las condiciones de trabajo del personal que labora en la filial.



# PDVSA NAVAL

► PDVSA Naval S.A. es una filial de PDVSA, constituida el 6 de febrero de 2008 con el objeto de desarrollar astilleros, puertos y todo lo relativo a la infraestructura naval requerida para la ejecución de actividades de construcción, reparación y mantenimiento de los buques de PDVSA y sus empresas filiales, las plataformas de explotación costa afuera y la adquisición de buques en países aliados y en el mercado secundario.

PDVSA Naval desarrolla sus productos y servicios a través de tres unidades de negocio: ASTINAVE, DIANCA y ALBANAVE.

### ▶ **ASTILLEROS NAVALES VENEZOLANOS S.A. (ASTINAVE)**

Astillero adquirido el 20 de octubre de 2008 con el 97,55% de las acciones, para la construcción y reparación de embarcaciones menores de hasta 10.000 Toneladas de Peso Muerto (TPM) y la construcción de plataformas y base logística de apoyo costa afuera. Se encuentra ubicado en la Península de Paraguaná, Municipio Los Taques, estado Falcón.

### ▶ **DIQUES Y ASTILLEROS NACIONALES C.A. (DIANCA)**

Adquirido mediante acciones transferidas por el Ejecutivo Nacional a PDVSA 60% y Armada 40%, para el diseño, construcción, reparación, mantenimiento y modificación de buques, maquinarias y equipos auxiliares, se encuentra ubicado en Puerto Cabello, Municipio Borburata, estado Carabobo.

### ▶ **EMPRESA NAVIERA (ALBANAVE)**

Filial de PDVSA Naval, constituida oficialmente el 5 de marzo de 2008 para prestar servicios a las rutas del Caribe, Atlántico y Pacífico. Inicia las operaciones comerciales de tres Buques Multipropósito (Manuel Gual, José Leonardo Chirino y José María España), dedicados inicialmente al transporte de alimentos y cargas generales para ayuda humanitaria a Cuba y Haití y posteriormente a operaciones de transporte de carga seca hacia el MERCOSUR.

Adicionalmente, PDVSA NAVAL está involucrada en el desarrollo de Proyectos de Construcción, Rehabilitación y Expansión de Astilleros y de construcción y adquisición de Buques, los cuales se detallan a continuación.

## PROYECTOS DE CONSTRUCCION, REHABILITACION Y EXPANSION DE ASTILLEROS

- **ASTILLERO DEL ALBA (ASTIALBA).** Destinado a la construcción de buques de gran tonelaje (VLCC de hasta 400.000 TPM), localizado en el sector Punta La Playa, estado Sucre. Este proyecto es de carácter estratégico y de interés nacional, imprescindible para el desarrollo del Tejido Industrial Naval. En la Fase I serán construidos un dique seco (560 m x 70 m) y las instalaciones y equipamiento para el procesamiento de acero de aproximadamente 100.000 ton/año. La Fase II incluye la construcción de un segundo dique seco (380 m x 70 m) y un incremento en la capacidad de procesamiento de acero hasta 250.000 ton/año. La Fase III comprende la construcción de un astillero de reparación donde se podrán reparar buques del tipo VLCC.
- **ASTINAVE.** Rehabilitación y ampliación del astillero para la construcción y reparación de embarcaciones menores (remolcadores, lanchas, gabarras) y buques tipo POST PANAMAX hasta 80.000 TPM; la construcción de plataformas costa afuera y la implantación de una base logística de apoyo a las operaciones costa afuera, para lo cual se adelantan negociaciones con CONSOLIDATED SUPPLY MANAGEMENT (CSM). La Fase I rehabilitará la capacidad original del astillero, de manera de fabricar y reparar, tanto embarcaciones menores como buques hasta 10.000 TPM. La Fase II comprende ampliar las instalaciones existentes, a objeto de fabricar buques tipo POST PANAMAX hasta 80.000 TPM. Cabe destacar que durante el

2013 se alcanzó un 31% de avance en los trabajos de rehabilitación del astillero, y 60% de avance en la recuperación del dique flotante.

- **DIQUES Y ASTILLEROS NACIONALES, C.A. (DIANCA).** Rehabilitación del astillero pionero de la industria naval venezolana con 107 años de operaciones al servicio de Venezuela. Se encarga de construir y mantener todo tipo de buque y embarcaciones, atendiendo principalmente la flota de PDV Marina y embarcaciones de la Armada Bolivariana de Venezuela; incluyendo la reparación de buques POST PANAMAX de hasta 80.000 TPM. El proyecto permitirá potenciar y adecuar las áreas medulares del astillero, además de fomentar el desarrollo naval de la zona en áreas complementarias a su principal actividad. Cabe destacar que se adelantan trabajos de operación y de mantenimiento de las instalaciones del astillero, y durante el año 2013, se completó la reparación de 18 buques entregados a tiempo y a satisfacción del armador.



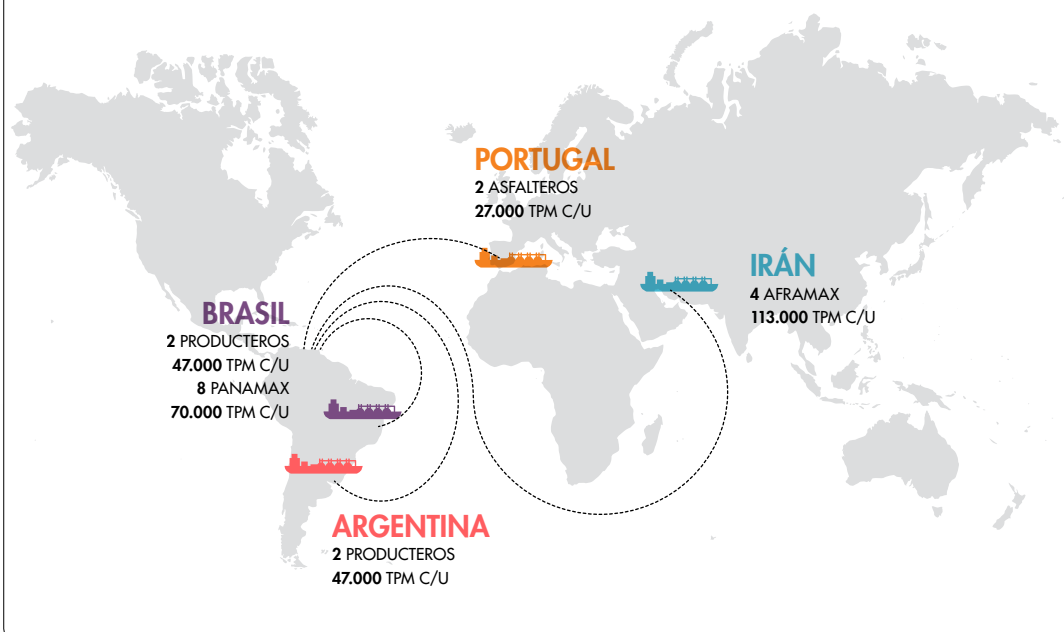
## PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN Y ADQUISICIÓN DE BUQUES

El proyecto contribuye al Plan de Negocios de PDV Marina para la renovación de su flota, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera. Ejecuta los servicios de soporte técnico a la industria petrolera para el diseño, evaluación y adquisición de buques (nuevas construcciones y/o mercado secundario), así como accesorios de navegación y unidades de apoyo a las actividades costa afuera, garantizando el cumplimiento

de las normas, requisitos y regulaciones nacionales e internacionales, lo cual permitirá alcanzar elevados estándares de seguridad, confiabilidad y competitividad dentro del mercado naval. Actualmente, el servicio está enfocado a la industria petrolera, incluyendo la supervisión, inspección y control del proyecto de ampliación de la flota de PDV Marina.

### MAPA DE ADQUISICIÓN DE BUQUES – TANQUES PERÍODO 2013 – 2019

Y LA CONECTIVIDAD CON LOS ASTILLEROS INTERNACIONALES, PARA LA FABRICACIÓN DE LA TOTALIDAD DE LAS EMBARCACIONES DE DIVERSAS CAPACIDADES



### PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE BUQUES EN PAÍSES ALIADOS

#### DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

A continuación, se presenta el cronograma general de construcción de buques, acorde con los contratos vigentes de construcción y ejecución física real con Argentina, Brasil, Irán, Portugal, el cual refleja la situación actual de cada uno de estos proyectos:



TABLA ▶ PROYECTOS CONSTRUCCION DE BUQUES EN PAÍSES ALIADOS

META ORGANIZACIONAL (18 BUQUES)	UNIDAD DE MEDIDA	2011 (ACUM)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
<b>CONSTRUCCIÓN DE 2 BUQUES PRODUCTEROS DE 47.000 TPM (VOLUMETRÍA: 345.000 BARRILES) CON ARGENTINA</b>	Cantidad de Buques Entregados					1		1			2	Actualmente el proyecto presenta un avance físico de 74% para el primer buque y 52% para el segundo buque y un avance financiero general de 74,1%. A la fecha el astillero está en revisión del cronograma de construcción.
	Fecha de Entrega											
<b>CONSTRUCCIÓN DE 2 BUQUES TIPO PRODUCTEROS DE 47.000 TPM (VOLUMETRÍA: 345.000 BARRILES) CON BRASIL</b>	Cantidad de Buques Entregados					1	1				2	Actualmente el proyecto presenta un avance físico del 60,85% para el primer buque y un 20% para el segundo buque, el avance financiero general es de 54%. Actualmente se revisan los aspectos contractuales (técnicos/financieros) del proyecto.
	Fecha de Entrega											
<b>CONSTRUCCIÓN DE 8 BUQUES TIPO PANAMAX DE 70.000 TPM (VOLUMETRÍA: 492.000 BARRILES) CON BRASIL</b>	Cantidad de Buques Entregados	PROYECTO EN REFORMULACION CONTRATUAL									8	Actualmente se revisan los aspectos contractuales (técnicos/financieros) del proyecto.
	Fecha de Entrega											
<b>CONSTRUCCIÓN DE 4 BUQUES TIPO AFRAMAX DE 113.000 TPM (VOLUMETRÍA: 800.000 BARRILES) CON IRÁN</b>	Cantidad de Buques Entregados			1	1	1	1				4	Actualmente el proyecto presenta un avance físico de 99% para el primer buque y de 42% para el segundo con un avance financiero general de 60%. El proyecto se encuentra en revisión legal debido a la suspensión de las actividades de inspección y certificación de la sociedad clasificadora, producto de la intensificación de las sanciones aplicadas por EEUU y la unión Europea contra la Nación Persa.
	Fecha de Entrega											
<b>CONSTRUCCIÓN DE 2 BUQUES TIPO ASFALTEROS DE 47.000 TPM (VOLUMETRÍA: 140.000 BARRILES) CON PORTUGAL</b>	Cantidad de Buques Entregados					2					2	Producto de la crítica situación económica de Portugal, el astillero Estaleiros Navais de Viana do Castelo (ENVC), inició un plan de re-estructuración, esa situación conllevó a una revisión contractual de la ejecución del proyecto de construcción.
	Fecha de Entrega											

## ADQUISICIÓN DE BUQUES

Durante 2013 se realizaron concursos abiertos internacionales para adquisición de los siguientes buques:

**BUQUES LPG:** Adquisición de dos buques, aprobada por el Comité Ejecutivo de PDVSA en fecha 24/07/2013. Actualmente se negocian los términos del contrato.

**VLCC:** Adquisición de cuatro unidades, aprobada por el Comité Ejecutivo de PDVSA en fecha 24/07/2013, con el objeto de garantizar el suministro de crudo al mercado asiático (90% de avance).

**REMOLCADORES:** Adquisición de 25 remolcadores que serán construidos en diversos astilleros de: Turquía, Rumanía, Vietnam y China, aprobadas por el Comité Ejecutivo de PDVSA de julio y diciembre 2013.

### OTROS

- Adquisición de cuatro buques Suezmax para PDV Marina. aprobados por el Comité Ejecutivo de PDVSA en fecha 13/05/2013.
- Adquisición de cuatro buques VLCC para ser operados a través de CV Shipping empresa mixta creada por PDVSA y PETROCHINA para el transporte de crudo y productos en el marco de la cooperación que desarrolla Venezuela y China en el sector de los hidrocarburos.

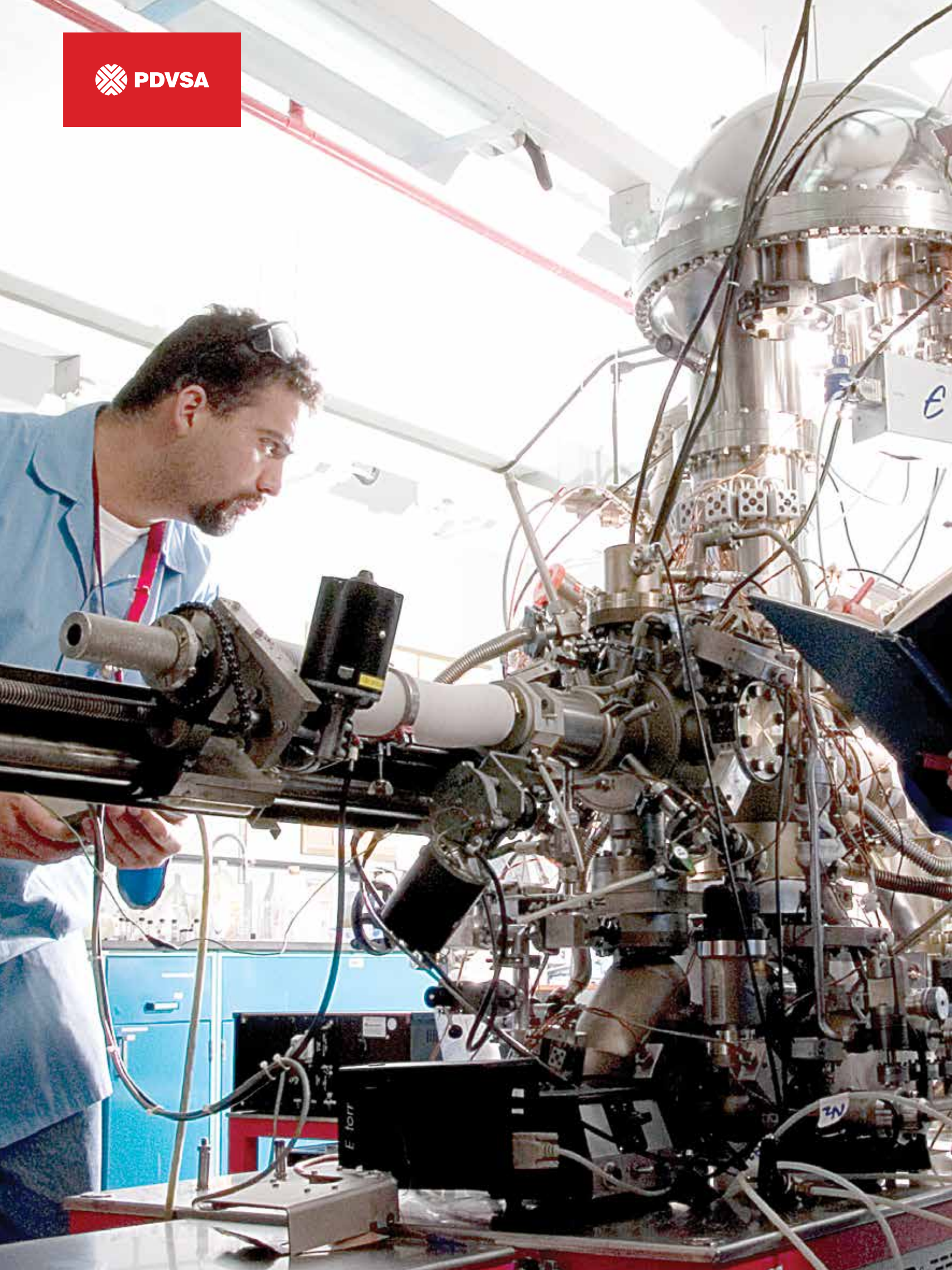
## LOGROS RELEVANTES 2013

### ASTILLERO ASTIALBA

- El Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB) en fecha 27/05/13 decidió otorgar a PDVSA Naval la autorización de afectación de los recursos naturales renovables para la construcción del Astilleros del Alba.
- El 22/08/2013 se procedió a la firma del acta de inicio de la construcción de las obras del astillero entre el MINAMB, a través de la Dirección Estatal Ambiental Sucre, PDVSA Naval y la empresa Constructora Andrade Gutiérrez, S.A.
- Se declara la plena eficacia del contrato de financiamiento otorgado por el Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico y Social (BNDES) de la República Federativa del Brasil y se inicia la erogación de los pagos del crédito.

### ADQUISICIÓN DE BUQUES

- Adquisición y entrega de cuatro buques tipo SUEZMAX a PDV Marina, los cuales se encuentran en operaciones: Río Arauca, Río Apure, Río Caroni, Río Orinoco.
- Adquisición y entrega a PDV Marina de dos buques tipo VLCC, los cuales se encuentran en operaciones: Carabobo y Ayacucho.
- Concluido en 2013 el proceso de adquisición de 25 remolcadores, de los cuales 12 se encuentran construidos y listos para ser entregados a PDVSA por parte de los astilleros ubicados en Turquía, Rumanía y China.
- Completada la ingeniería básica y conceptual de los Botes Tanques que serán construidos en instalaciones propias los cuales se utilizarán en el transporte de combustible en el Alto Orinoco (Puerto Ayacucho).







# INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO



# PDVSA INTEVEP, S.A.

► La orientación estratégica de PDVSA INTEVEP, S.A. es generar soluciones tecnológicas integrales, desarrollar tecnologías propias, con especial énfasis en las actividades de exploración, producción y refinación de hidrocarburos. De igual manera, es responsable de resguardar el acervo tecnológico de la Corporación.

La cartera de INTEVEP para el año 2013 quedó conformada por 44 proyectos, los cuales incluyen un total de 236 actividades y 731 productos planificados.

A continuación se muestran los logros en las áreas de investigación y desarrollo.



## ▶ PARTICIPACIÓN DE PDVSA INTEVEP, S.A. EN LOS NEGOCIOS PETROLEROS

### ▶ EXPLORACIÓN Y ESTUDIOS DE YACIMIENTOS



Se evaluaron y caracterizaron yacimientos, tanto en el oriente como en el occidente del país, promoviendo soluciones integrales a fin de implantar procesos de recuperación mejorada para el incremento del factor de recobro: pruebas fuera y dentro del medio poroso, concentración de surfactante, álcali-surfactante-polímero (ASP) e inyección de gases alternos, entre otros.

Se estudiaron elementos y procesos de sistemas petroleros en las Cuencas Oriental, Occidental y de Falcón, fortaleciendo sus esquemas de caracterización, desarrollando metodologías interdisciplinarias, comprendiendo la naturaleza y propiedades de los yacimientos de hidrocarburos. Además se realizó asistencia técnica especializada en los campos TRAVI-Jusepín-Cotoperí y la caracterización geoquímica de los fluidos y roca en los nuevos pozos exploratorios perforados durante los

años 2012 y 2013 en tierra (Monagas, Anzoátegui y Barinas), en costa afuera (Norte de Paria), así como en el Golfo de Venezuela. Se realizó el modelo integrado de la División Carabobo, que permite la unificación del modelo estratigráfico y la homologación del modelo estático que permitirá definir un mejor esquema de explotación.

Por otro lado, se desarrollaron pruebas que permitan evaluar trazadores nano e isotópicos, además de estudiar fenómenos químicos (absorción, precipitación y disolución) y de flujo de fluido (difusión, advección y dispersión) que afectan la movilidad de los hidrocarburos en áreas tradicionales y en la FPO Hugo Chávez Frías.

Así mismo, se realizaron estudios especializados en el eje Delta Caribe y en las áreas tradicionales en tierra, enfocadas a la exploración de nuevas reservas de petróleo e incorporarlas a la base de recurso de la Nación, a fin de potenciar e incrementar la capacidad de producción de petróleo en el país mediante estudios de yacimientos.

### ▶ PRODUCCIÓN



Se contribuyó al avance del proyecto Mariscal Sucre Fase I (desarrollo de la infraestructura de producción de los campos Dragón y Patao para un aporte de 600 MMPCED de gas no asociado y desarrollo de la infraestructura de producción de campo Dragón.

Además, se diseñó y fabricó una herramienta asistida por Vehículo de Operación Remota (ROV), con la finalidad de capturar una fuga de burbujas de gas presente en el cabezal del pozo DR-7 del campo Dragón.

Se identificó un ácido graso de producción nacional proveniente de la industrialización de los desechos de los aceites comestibles para ser utilizado en el sistema ENDFLUID® que puede sustituir la demanda

del aditivo importado TOFA (Tall Oil Fatty Acid), el cual es requerido en la FPO Hugo Chávez Frías para la perforación y rehabilitación de pozos. Además, se completó la síntesis de amidas de ácidos grasos de maíz, soya, soya-girasol y TOFA a través del uso de etanol.

Adicionalmente, se realizaron 39 estimulaciones de pozos aplicando la tecnología INTESURF™, distribuida en tres divisiones de la FPO Hugo Chávez Frías (Junín, Ayacucho y Carabobo), obteniéndose incrementos promedios en la productividad de los pozos de 20%. Además, se comprobó a escala laboratorio y campo el uso del almidón de yuca (*Manihot Esculenta*) modificado (ALMYVENT™) para fluido de perforación y aditivos para control de agua a baja temperatura (MULTIGEL®). Considerando las aplicaciones a desarrollarse en la FPO Hugo Chávez Frías, se estima un ahorro de 75 millones de dólares para 1.000 pozos/año.

Por su parte, se validó la potencialidad del producto tecnológico ORIMATITA® como sustituto del densificante importado barita en fluidos de perforación en base agua para los desarrollos futuros en la FPO Hugo Chávez Frías, promoviendo un valor agregado nacional y un ahorro de divisas en el orden de 63 millones de dólares en 7 años. Además, se realizó la asistencia técnica especializada en la formulación y aplicación de sistemas de baja movilidad con propiedades viscoelásticas PERMAVISC® para yacimientos de baja presión, obteniéndose una producción de 16,7 MMPCD y 2,15 MBD, en tres pozos de Anaco. Así mismo, con

ULTRAMIX®, se logró en un pozo inactivo en Anaco, alcanzar un potencial de 1,3 MMPCD y reactivación de otro pozo en el Furrrial, cuya post-estimulación indica que alcanzó su potencial con una tasa de 1 MBD.

Por otro lado, se tiene un total de 14.400 Kg de frutos de dividive (*Caesalpinia Coriaria*) procesado para la obtención de 5.600 Kg de INDEFLOC™ (374 sacos de 15 Kg con una eficiencia global del proceso 40%), para su aplicación en 10 pozos de la Dirección Ejecutiva de Oriente, con ahorros potenciales de 0,3 millones de dólares aproximadamente.

## ▶ FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS



Para mitigar la incertidumbre en la medición de variables de producción mediante el desarrollo e implementación de dispositivos propios con capacidad de supervisión y control en tiempo real, se concluyó la instalación y evaluación de la remota nacional Net-DAS® en

Centro Operativo Melones en la FPO Hugo Chávez Frías, se monitorean pozos de Kariña en tiempo real sin reporte de fallas, donde se redujo en 0,1 millones de dólares la inversión estimada si se aplicara una tecnología foránea para tal fin. Además, se culminó la evaluación de los protocolos de la nueva versión Net-DAS® para la subestación CACHAMA en la FPO Hugo Chávez Frías.

Se finalizó la evaluación de la tecnología HDH® en modo mejoramiento, para su posible implementación en los proyectos de nuevos mejoradores para la FPO Hugo Chávez Frías. Además, se mantuvo con avance significativo el apoyo y ejecución del Proyecto

de Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz (RPLC), en cuanto a la implantación de la tecnología propia HDHPLUS® que proporciona rentabilidad al negocio de la refinación al mejorar las características del proceso en términos de economía y desempeño, así como garantizar el correcto desarrollo y diseño de las unidades del proyecto de la RPLC.

Además, se brindó apoyo técnico especializado para la conclusión de la ingeniería básica extendida del primer mejorador de AQUA-CONVERSION® de 50 MBD de capacidad, a instalarse en Morichal.

Para validar el uso de la tecnología de desarrollo propio para el mejoramiento de crudo en superficie INT-MECS® en la División Boyacá y disponer el residuo que esta tecnología genera, fueron culminadas evaluaciones, a escala laboratorio, de esta tecnología sobre crudos provenientes del estado Guárico, así como el uso del residuo que genera como asfalto comercial.

Se estableció la potencialidad de los yacimientos no convencionales de gas natural en formaciones lutíticas de las cuencas petrolíferas de Venezuela, como base para la generación de estrategias de ampliación del potencial energético del país.

## ▶ REFINACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN



En el mantenimiento de la continuidad en las operaciones e incrementando la confiabilidad a las diferentes refinerías de PDVSA, se determinaron las causas de desactivación del catalizador de la unidad de isomerización de n-butano del CRP, se evaluaron catalizadores de FCC para la Refinería El Palito, se realizaron prue-

bas a escala banco para generación de datos para el modelo de HDAY-2 en el CRP y se apoyó durante las paradas de planta del circuito refinador y en la Refinería Isla, en las áreas de refractarios/inspección y materiales. Adicionalmente, se realizaron auditorías a estaciones de seguimiento de calidad de aire.

Además, se evaluó el gas natural que alimenta las refinerías Amuay y Cardón en cuanto a humedad y sólidos suspendidos, permitiendo visualizar el problema de taponamiento/deterioro de equipos en las facilidades de entrega a las refinerías del CRP, contri-



buyendo al mantenimiento de la continuidad operativa de estas instalaciones. Asimismo, se realizó una visita técnica para evaluar las unidades HIGER y MAN TRUCK en Ciudad de México, pudiéndose constatar la instalación de los componentes que conforman el sistema de gas natural de las unidades con motor dedicado a GNV.

En la revalorización de corrientes excedentes de las refinerías mediante la generación de básicos petroquímicos, se culminó la evaluación a escala banco del proceso INTCRAQ® cuando se alimentan cargas pesadas, y se determinó que se puede procesar más de 60% de la nafta proveniente del Delay Coker en el reactor de craqueo catalítico colocando un lecho de guardia. Además, se culminó la evaluación a escala banco del efecto de la presión de operación sobre los rendimientos globales de los productos de interés del proceso INTCRAQ®, y se mostró que por encima de 60 psig los rendimientos en olefinas livianas C2 y C3 disminuyen hasta 40%.

En el desarrollo de productos alineados con los nuevos requerimientos en lubricantes de biodegradabilidad y sustentabilidad, se elaboró un producto de aplicación hidráulica a partir de bases vegetales de producción nacional. También se implantó el método biocinético, usando la metodología de la *American Society for Testing and Materials* (ASTM) para la determinación de biodegradabilidad en lubricantes inocuos.

En el desarrollo de asfaltos, se determinó que es posible reducir la cantidad de mezcla asfáltica requerida para una pavimentación mediante la producción de asfaltos modificados con polímero tipo *Styrene-Butadiene Styrene* (SBS), ya que estos materiales retardan la aparición de grietas por fatiga y extienden la vida útil del pavimento. De igual manera, se diseñaron mezclas asfálticas para pavimentación tipo M19, utilizando escoria de acería (de SIDOR) en combinación con rípios de perforación del Centro de Tratamiento de Fluidos de Perforación, obteniendo mezclas con resistencia mecánica y flujo dentro de especificaciones de diseño. Se elaboraron dos diseños de mezcla para reciclado en frío, obteniéndose una mezcla que satisface los requerimientos mecánicos y volumétricos para mezclas destinadas a capa base en pavimentos de vías de alto tránsito y de rodamiento en vías rurales. Se realizaron diseños de mezclas del tipo M19 utilizando agregados de Barinas y ligante asfáltico convencional venezolano con incorporación de coque, optimizando la proporción para cumplir con las especificaciones volumétricas establecidas en la Norma Técnica FONDONORMA NTF-2000-1:2009.

Mediante la investigación y desarrollo en el área de combustibles se determinó que el uso de etanol anhidro e hidratado en gasolinas no afecta los sistemas metálicos, en términos de corrosión general o picadura. Adicionalmente, se evaluaron agentes desnaturalizantes (gasolina 91 octanos RON, diesel de la Refinería El Palito y gasolina natural) y se estudió la solubilidad de colorantes comerciales en 3 solventes diferentes: Etanol, Formol y Gasolina de 91 octanos (G91), concluyéndose que no es necesario el uso de formol para lograr la dilución del colorante en sistemas de gasolina con etanol.

En la construcción de nuevas refinerías en el exterior, se evaluaron y definieron posibles esquemas de proceso para la Refinería de Al-Fruqlus (Siria), con propuestas de tecnologías propias. Para ese proyecto se apoyó la etapa de ingeniería básica, y el proyecto de la Refinería Nanhai, China, la revisión de la ingeniería, en conjunto con Petrochina. Además, se impulsó el esquema con 100% de crudo venezolano (DECOM 16).

Se realizaron las corridas en el Modelo de Competencia Intercombustible para 8 plantas termoeléctricas que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a fin de obtener los valores de costo de gas natural que cada una de ellas puede pagar por el combustible primario. Esto contribuye a maximizar el uso eficiente del gas natural en la generación eléctrica nacional.

## OTROS ASPECTOS DE INTERÉS

Se impulsó la aplicación y masificación de productos tecnológicos desarrollados en PDVSA INTEVEP mediante el licenciamiento a empresas venezolanas. Adicionalmente, se establecieron convenios nacionales e internacionales a fin de fortalecer áreas estratégicas de la Corporación.

Se actualizaron las normas técnicas PDVSA, con la finalidad de establecer soluciones técnicas y tecnológicas uniformes a situaciones repetitivas en las actividades de ingeniería, mantenimiento, compra de materiales y equipos, que permitan aumentar la productividad y continuidad operacional, así como controlar los riesgos a la salud de los trabajadores y preservar las instalaciones y el ambiente.

Se auditaron 65 Sistemas de Gestión de Calidad a empresas nacionales en áreas prioritarias de PDVSA, con el objetivo de prever el suministro seguro y confiable de bienes y servicios.

Se mantuvo la custodia de 183 invenciones que representan el portafolio tecnológico tanto de PDVSA como de sus filiales (incluyendo las empresas mixtas), correspondiendo a la fecha el acumulado de 887 patentes, 465 marcas comerciales, 120 derechos de autor, 13 secretos empresariales, 24 depósitos legales y 59 nombres de dominio.



# SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL

**NOTA:** Mayor información sobre Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional de PDVSA, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2013.

A objeto de asegurar que sus procesos y operaciones sean ejecutados en forma segura; SIHO ha planificado, desarrollado e implementado acciones preventivas, con la participación de los trabajadores para el control de los riesgos en materia de seguridad industrial e higiene ocupacional.



# AMBIENTE

**NOTA:** Mayor información sobre Ambiente de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental del año 2013.

PDVSA sigue en la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente, incorporando una visión socialista y revolucionaria con la participación protagónica de sus trabajadores, dentro de los lineamientos generales de la Ley del Plan de la Patria (2013-2019), el Plan Siembra Petrolera y las Líneas Estratégicas de Ambiente.



## DESARROLLO SOCIAL

Los aportes para Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2013, se orientan al apoyo a Misiones y Proyectos Sociales. Estas contribuciones se realizan a través del Fondo Independencia 200, Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción Integral, Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, Fondo de Asfalto y Fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), además de las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), Fondo Conjunto Chino Venezolano y al Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera (FANCO).

**A**dicionalmente, con la finalidad de profundizar la verdadera siembra del petróleo, la eliminación del desequilibrio entre el desarrollo de la industria y su entorno social, y la construcción del Socialismo Bolivariano del Siglo XXI, la Junta Directiva de PDVSA aprobó en el año 2006, que 10% del monto invertido en obras y proyectos petroleros de todas sus filiales, sea dedicado a Desarrollo Social, en las áreas de educación, vialidad, salud, infraestructura de servicios y economía social, entre otros. A partir del año 2011, este porcentaje fue utilizado para apalancar la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV).

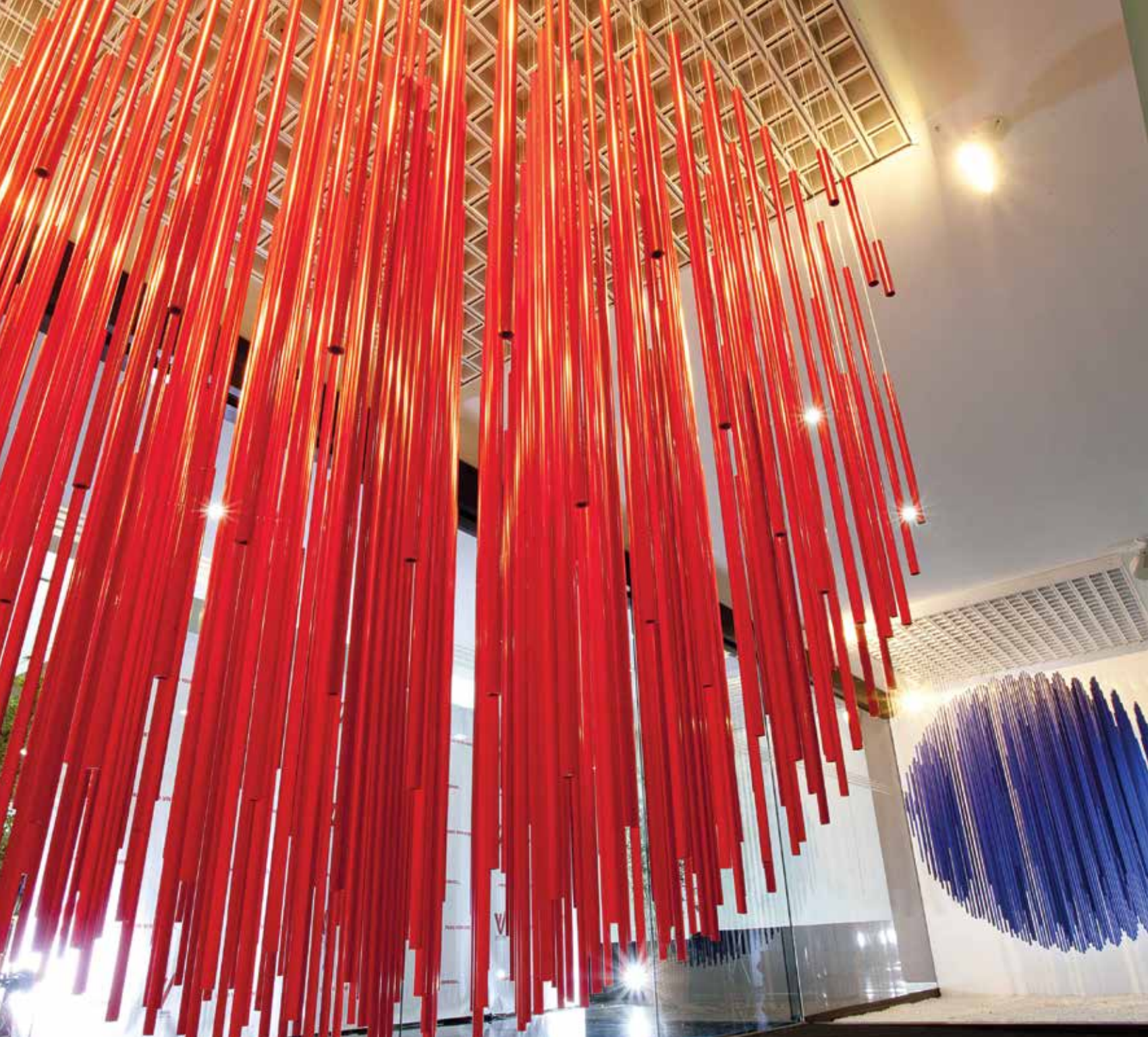
En la siguiente tabla se indican los aportes realizados (en millones de dólares) al Desarrollo Social, durante el período 2001- 2013:

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	3.303
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	6.236
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	3.463	3.781	5.581	3.888	22.419
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	-	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	-	-	-	-	159
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	2	-	-	965
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	-	-	-	319
Misión Revolución Energética	-	-	-	-	-	210	219	174	745	2.115	2.197	69	196	5.925
Gran Misión Vivienda Venezuela	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	4.010	-	-	8.074
Gran Misión AgroVenezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	-	1.140
Gran Misión Hijos de Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	598	-	598
Gran Misión en Amor Mayor Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.241	-	1.241
Gran Misión Barrio Tricolor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	325
Proyectos Agrícolas	-	-	-	600	600	423	919	848	54	14	362	109	102	4.031
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	799	1.820
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	89	728
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	-	-	-	162
Fondo Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	149	887
Fondo Especial de la Juventud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Fondo Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	84	-	19	558
Fondo Miranda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.083	4.306	5.113	4.705	19.207
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	5.817	22.035
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	3.695
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	77	392
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	180	1.085
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	130	46	5	-	-	-	-	283
Aportes Sector Eléctrico PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.578	1.566	1.435	1.097	10.400
Apoyo a Emergencia por Lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	175	103	534
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	3.808	1.430	7.891
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	343	4.354
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	102	1.264
Otras Misiones y Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	504	2.640
<b>SUB-TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>2.316</b>	<b>3.762</b>	<b>5.274</b>	<b>8.048</b>	<b>4.990</b>	<b>6.006</b>	<b>22.223</b>	<b>24.647</b>	<b>28.293</b>	<b>23.341</b>	<b>133.507</b>
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	70.177
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	-	4.229
<b>SUB-TOTAL FONDEN Y FONDESPA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.000</b>	<b>3.525</b>	<b>7.084</b>	<b>6.761</b>	<b>12.384</b>	<b>600</b>	<b>1.334</b>	<b>14.728</b>	<b>15.572</b>	<b>10.418</b>	<b>74.406</b>
<b>TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES, FONDEN Y FONDESPA</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>4.316</b>	<b>7.287</b>	<b>12.358</b>	<b>14.809</b>	<b>17.374</b>	<b>6.606</b>	<b>23.557</b>	<b>43.385</b>	<b>43.865</b>	<b>33.759</b>	<b>207.913</b>

**NOTA:** Los desembolsos acumulados, aportados por PDVSA durante los 12 años comprendidos entre 2001-2013, corresponden a las cantidades efectivamente pagadas en cada período, estas cantidades difieren de los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en períodos distintos al del pago o como parte de los activos.







# PDVSA LA ESTANCIA

PDVSA La Estancia, ha desarrollado un conjunto de estrategias orientadas a mejorar la calidad de vida de los venezolanos y venezolanas a través de la promoción socio-cultural, el fortalecimiento de nuestra identidad cultural; además de promover la conformación de comunidades dinámicas, participativas, asociativas, diversas, responsables y comprometidas.

**NOTA:** Mayor información sobre PDVSA La Estancia, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA del año 2013.



# CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA



► **CONTRIBUIR AL DESARROLLO** de una nueva Geopolítica Internacional en la cual tome cuerpo un mundo multicéntrico y pluripolar que permita lograr el equilibrio del Universo y garantizar la Paz planetaria. La explotación racional de los hidrocarburos debe contribuir a que Venezuela siga desempeñando un papel protagónico en la construcción de un mundo pluripolar. (IV. Gran Objetivo Histórico, Ley del Plan de la Patria 2013-2019).



# PETROAMÉRICA

El gobierno de la República, impulsa la iniciativa de Petroamérica, una propuesta de integración energética de los pueblos del continente, enmarcada en la Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA) y fundamentada en los principios de solidaridad y complementariedad de los países en el uso justo y democrático de los recursos en el desarrollo de sus pueblos.

Petroamérica acoge los principios rectores de la ALBA: integración energética, solidaridad, complementariedad, comercio justo, fomento de las inversiones en América Latina, trato especial y diferenciado a las naciones según sus capacidades. Ambas iniciativas comparten el propósito histórico y fundamental de unir las capacidades y fortalezas de los países que las integran, para la definición conjunta de grandes líneas de acción política común entre Estados que comparten una misma visión del ejercicio de la soberanía, desarrollando su propia identidad.

## ► PDVSA AMÉRICA, S.A.

**P**DVSA creó en el año 2006 la filial PDVSA América, S.A. con la finalidad de implementar las políticas energéticas de la República en Latinoamérica, el Caribe y a escala continental, que contribuyen con el posicionamiento del país como potencia energética regional, desarrollando las relaciones energéticas, políticas, culturales y económicas en favor de la equidad y justicia social.

Las actividades desarrolladas se centran en fortalecer el papel de PDVSA como proveedor confiable de hidrocarburos y en establecer la estrategia de diversificación de mercados que impulsa la República para la conformación de un nuevo mapa energético mundial, donde Latinoamérica se convierte en un polo energético.

PDVSA América a través de sus empresas filiales y mixtas adelanta en muchos países de la región, negocios y proyectos en exploración y producción de crudo y gas, refinación, almacenamiento, logística y comercialización, el posicionamiento de la marca

PDV® y PDV Sur en los mercados al detal, así como desarrollo naval, bajo un enfoque de cooperación e integración con énfasis en el compromiso social. Adicionalmente al desarrollo de estos proyectos y negocios, se impulsan actividades en los sectores: eléctrico, agroindustrial y energías alternativas.

La constitución de empresas mixtas, principalmente con empresas estatales, ha sido una de las estrategias implementadas para emprender de forma conjunta obras diversas, con el objetivo de promover la participación de los países en su propio desarrollo y optimizar la capacidad de ejecución.

A continuación se presentan los principales logros alcanzados en 2013 por las empresas filiales y mixtas de PDVSA América, en el marco de la cooperación internacional, en las Regiones Andina, Sur, Centroamérica y el Caribe:



## ▶ REGIÓN ANDINA

En esta región, PDVSA América posee la filial PDV Andina, S.A. y sus socios estratégicos son Bolivia y Ecuador. Además, fortalece su presencia por medio de las filiales PDVSA Bolivia, S.A. y PDVSA Ecuador, S.A., con oficinas en La Paz y Quito, respectivamente.



### PDVSA BOLIVIA, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p><b>Exploración a Riesgo en los bloques Subandino Norte y Sur (departamentos de La Paz-Beni-Cochabamba y Santa Cruz-Tarija-Chuquisaca) en alianza con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).</b></p>	<p>Bloque Sub Andino Sur: se inició perforación del primer pozo exploratorio binacional TIMBOY X-2, entre YPFB y PDVSA, a través de la empresa mixta YPFB PETROANDINA S.A.M, con un avance de 20% del total de profundidad prevista de 16.781 pies. Se culminó el estudio técnico integrado en los bloques Aguaraque Sur B e Iniguazú, con una prospección de 5,22 MMBI de petróleo y 0,5 TPC de gas. Bloque Sub Andino Norte de Bolivia: la empresa mixta YPFB Petroandina S.A.M, dio inicio a la construcción del camino de acceso y planchada para la perforación del pozo Exploratorio Lliqumuni X1.</p>
<p>▶ <b>Ampliar colocación regional de los volúmenes de combustibles y productos venezolanos a través del Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas, en sinergia con la Filial PDVSA Petróleo, S.A.</b></p>	<p>Acuerdos y alianzas estratégicas con las empresas petroleras estatales: la filial de PDVSA Bolivia, Petroandina Comercio y Suministro, S.A., superó las metas de comercialización de lubricantes en el mercado interno de Bolivia, con crecimiento de 130% con respecto a la gestión de 2012, logrando la venta de 130,9 mil galones de lubricantes. Se completó el abanderamiento de una estación de servicio con la marca PDV® afianzando la imagen corporativa.</p>
<p>▶ <b>Posicionamiento de la marca PDV® mediante el abanderamiento de estaciones de servicio en el eje troncal de Bolivia, importando combustible de Venezuela y comercialización de lubricantes PDV, en sinergia con PDVSA Ecuador.</b></p>	<p>Se completó 85% en la construcción de la Planta Termoeléctrica del Sur de 160 MW, con la instalación de los turbogeneradores, la subestación eléctrica, el gasoducto y las obras civiles y electro-mecánicas. El Estado de Bolivia, asignó a la empresa Ende Andina S.A.M., la construcción de una tercera planta de 200 MW en la localidad de Warnes del Departamento de Santa Cruz, que será financiada por el socio ENDE (Empresa Nacional de Electricidad, S.A.).</p>

### PDVSA ECUADOR, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p><b>Desarrollo de actividades relacionadas con la exploración costa afuera.</b></p>	<p>Completados estudios exploratorios en el Golfo de Guayaquil, renovación de convenios de confidencialidad para los Bloques 1 y 5 con EP Petroecuador. Cambio en la metodología de análisis exploratorio para racionalizar inversión en función de resultados por etapa y participación temprana de EP Petroecuador para la toma de decisiones.</p>
<p><b>Optimización de la producción del Campo Sacha, usando nuevas tecnologías de levantamiento artificial</b></p>	<p>La empresa mixta Operaciones Río Napo, C.E.M. (70% Petroecuador – 30% PDVSA) logró una producción promedio del Campo Sacha de 70 MBD superior en 23% respecto al cierre del año 2012 de 57 MBD. Se implementó plan operacional de infraestructura completando 39 pozos productores, 5 pozos inyectoros, 5 plataformas, 44 pozos reacondicionados y la infraestructura asociada. Sustitución de bombeo mecánico de tecnología centrífuga a electro-sumergible en los pozos productores.</p>
<p><b>Construcción del Complejo Refinador y Petroquímico Eloy Alfaro, con una capacidad de 300 MBD, de conversión profunda, que permitirá suplir el mercado interno de Ecuador y exportar hacia otros países de la región</b></p>	<p>Se finalizó la ingeniería de diseño, lo que generó un caso base mejorado, con reducción de costos en 25% (de 12.800 MMUSD a 10.262 MMUSD). y concluyó Estudio de Impacto Ambiental del Acueducto La Esperanza-Refinería. Así mismo, se aceptó la propuesta de Ecuador de incorporar un tercer socio CNPC (empresa estatal China) con 30% de participación.</p>
<p><b>Optimización de la planta de lubricantes de PDV Ecuador. Convenio de Intercambio de Crudo por Productos, en sinergia con PDVSA Petróleo, S.A.</b></p>	<p>Cumplido 100% la provisión de lubricantes de EP Petroecuador, de acuerdo a las órdenes de compra solicitadas por mes, tanto para pesca artesanal como para consumos internos. Continúan las exportaciones de lubricantes a PDV Guatemala, Bolivia y Perú. El suministro alcanzó 137.470 galones hasta el mes de diciembre. Al cierre del año 2013 se reporta la producción y envasado de lubricantes en 4.327.072 galones.</p>



## ▶ REGIÓN SUR

Está conformada por Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay. PDV Sur, S.A., filial de PDVSA América, S.A. ejecuta su misión a través de las filiales PDVSA Argentina, S.A., PDVSA Do Brasil, Ltda., PDVSA Uruguay, S.A. y PDVSA Paraguay, S.A., cuyas oficinas están ubicadas en Río de Janeiro, Buenos Aires, Montevideo y La Asunción, respectivamente.



### PDVSA ARGENTINA, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p><b>Impulso al desarrollo de negocios relacionados con la producción de hidrocarburos en Argentina y en Venezuela en sinergia con CVP. Instalación de una planta de regasificación de GNL en la región de Punta Alta en función del mercado local de gas y el acceso a los gasoductos de la región.</b></p>	<p>Se finalizó el Estudio de factibilidad para la instalación de la Planta de Regasificación de GNL de capacidad 20 MMm<sup>3</sup>/d, en Punta Alta - Argentina, que adelanta la empresa mixta ENARSA-PDV, S.A. (60% PDVSA Argentina, S.A. – 40% ENARSA). Se logró una opción para la construcción del muelle que reduciendo los tiempos de 30 a 18 meses, obteniéndose así una mayor efectividad en la ejecución del proyecto. Elaboración del Documento de “Soporte de Decisión” No. 3 (DSD3), que incluye los resultados del estudio de factibilidad y un balance de gas natural para dar continuidad a la fase de IPC.</p>
<p><b>Asociaciones estratégicas con mini-refinadores de la región en áreas cercanas a la producción de crudo para el mercado interno en complemento a los volúmenes de combustibles PDV®.</b></p>	<p>Con relación a la nueva flota para la empresa mixta Fluvialba International Ltd (PDVSA Argentina, S.A. y Fluviomar), que busca crear un canal fluvial de comercialización de productos PDV entre países de la región (Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay y Uruguay). Se inició la construcción de la primera barcaza, de 3500 m<sup>3</sup> por el Astillero y Taller Naval Astana, S.A. Se estima que sea entregada en Octubre 2014.</p>
<p><b>Impulso al desarrollo de negocios relacionados con la producción de hidrocarburos en Argentina y en Venezuela en sinergia con CVP. Exploración de los Bloques Calamar y Salmon en las Cuencas de las Malvinas</b></p>	<p>Se completó el estudio preliminar de factibilidad de exploración de los bloques Calamar y Salmón en la cuenca de Las Malvinas en Argentina, con expectativa de producción de 103 MMBL de petróleo y 2.657 MMMPD de gas, permitiendo continuar así a la siguiente fase sísmica 3D. Se firmó un Memorando de Entendimiento y un Acuerdo de Confidencialidad entre YPF y PDVSA con el objetivo de emprender el análisis y evaluación técnica, económica, financiera y jurídica de proyectos en las siguientes áreas: a) adquisición de activos y/o participaciones accionarias en compañías del sector de los hidrocarburos; b) exploración y producción petrolera en campos maduro en Argentina y Venezuela, y en el Bloque Ayacucho ó de la FPO; c) adquisición y/o construcción de la infraestructura de refinación en Argentina.</p>
<p><b>Adquisición de capacidad de almacenamiento estratégico y logística para el transporte y distribución de los combustibles a distribuidores y/o estaciones de servicio al detal a través de la red Petrolera del Cono Sur, S.A. (PCSA).</b></p>	<p>Finalizada la fase de visualización para un módulo de 20 MBD, expandible a 40 MBD (100% PDVSA) que estará ubicada en Campana, en la Provincia de Buenos Aires, así como la ingeniería conceptual de la refinación fase I y II, que producirá diesel, naftas y otros productos que servirán para apoyar al desarrollo integrado de la cadena petroquímica y el almacenamiento de crudos y productos.</p>
<p><b>Posicionamiento de la marca PDV® en la región a través de PCSA supliendo a las 110 estaciones de servicio de SOL y las nuevas adquisiciones y abanderamiento de estaciones de servicio PDV®.</b></p>	<p>Se mantienen el número de estaciones de servicio, las cuales, fueron abanderadas 43 estaciones de las 110 estaciones de servicio SOL y futuras estaciones de servicio PDV en Argentina.</p>


**PDVSA BRASIL, Ltda.**

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<b>Construcción de la Refinería Abreu e Lima en Pernambuco, Brasil.</b>	Participación accionaria de PDVSA Brasil, Ltda. aún por formalizarse.
<b>Mejoramiento de las facilidades de almacenamiento en Porto Vehlo. Desarrollo de una infraestructura de almacenamiento y logística en el Norte y Noreste de Brasil.</b>	Las actividades de comercio y distribución que se desarrollan en Brasil, se llevan a cabo a través de PDVSA Combustíveis e Lubrificantes Ltda. con el apoyo de PDVSA América, S.A., seguimos en la gestión conducente a la integración de PDVSA Combustíveis e Lubrificantes Ltda. a la estructura de PDVSA América.
<b>Desarrollo de infraestructura para producción y envasado de lubricantes PDV®.</b>	La Filial PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes (99% COMMERCIT-1% TRADECAL) alcanzó un record de ventas de lubricantes terminados PDV de 3 millones de litros, representa un 22% mayor al año 2012. Esta meta se logró mediante las siguientes acciones: mayor publicidad y mercadeo, optimización de los costos operacionales en la planta de mezcla y envasado de lubricantes y suministro a PDVSA Uruguay de 55.100 litros de productos terminados, abriendo así un nicho más de mercado en la región.

**PDVSA URUGUAY, S.A.**

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<b>Suministro de combustible bajo el Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas.</b>	En mayo de 2013 se firmó el contrato de suministro de crudo 2013-2014 entre PDVSA y ANCAP con vigencia a partir del 1ero julio 2013 al 30 de junio 2014, para un aproximado de 5.400 MBI durante este período. Para el cierre del año 2013 se ha entregado, con base en el contrato 2012-2013, 2.600 MBI de Mesa 30, 1.672 MBI de Santa Bárbara y 1.052 MBI de Leona 24, para un total de 5.292 MBI en el año. Desde 2005 y hasta la fecha, se ha suministrado al Uruguay un total de 68 embarques de crudo, por una cantidad aproximada de 61.730 MBI.
<b>Potencial refinación local en asociación con Administración Nacional de Combustible, Alcoholes y Portland (ANCAP) optimizando y ampliando la Refinería La Teja.</b>	La filial PDVSA Uruguay, S.A. alcanzó al tercer trimestre de 2013 un record en las ventas de lubricantes terminados PDV de 40.500 litros, que representa un incremento de 113% respecto al año 2012. En mayo de 2013 fue firmado el memorándum de entendimiento entre PDVSA y ANCAP, el cual contempló la realización de actividades de evaluación de activos y desarrollo de nuevos proyectos energéticos en Uruguay, en áreas tales como: almacenamiento, estaciones de servicio, combustibles y sus materias primas.
<b>Desarrollo de capacidades de almacenamiento y logística, comercialización de combustibles y lubricantes PDV.</b>	
<b>Abanderamiento progresivo de estaciones de servicio en la región.</b>	
<b>Desarrollo del Complejo Alcoholes del Uruguay (ALUR) para biocombustibles y alimentos.</b>	En el ámbito de las alianzas bilaterales con los países de nuestra América, en junio de 2013 la empresa mixta ALUR (PDVSA: 6,24%, ANCAP: 93,76%) inauguraron la segunda Planta de Fabricación de Biodiesel, en la zona de Capurro en Montevideo, Uruguay. Para ello se requiere una inversión conjunta de 15 millones de dólares hasta la finalización de la planta en el 2015 y el montaje de infraestructura que permite un aumento en la capacidad de producción de 62 millones litros/año.

**PDVSA PARAGUAY, S.A.**

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<b>La estrategia en Paraguay consiste en apalancar el cambio de patrón energético a favor del ambiente. El portafolio de negocios y proyectos contempla la comercialización de combustibles y lubricantes venezolanos en sinergia con la Filial PDVSA Petróleo, S.A. y el desarrollo de capacidad local de almacenamiento y logística.</b>	En análisis técnico y económico del proyecto.



## PETROCARIBE

Con la finalidad de materializar y hacer operativo el Acuerdo PETROCARIBE, PDVSA creó en septiembre de 2005 la filial PDV Caribe, S.A. Entre los ámbitos de acción de esta filial está la planificación y ejecución de las actividades de transporte, recepción, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, junto con los proyectos de infraestructura necesarios para asegurar el manejo soberano de los recursos energéticos en los países miembros.

Las actividades de PDV Caribe, S.A. están enmarcadas en Ley del Plan de la Patria; Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019, específicamente en las directrices VI y VII: Venezuela: **Potencia Energética Mundial y Nueva Geopolítica Internacional.**





### LAS ESTRATEGIAS QUE ORIENTAN EL ACCIONAR SON:

- Fortalecer y desarrollar la integración con países de Latinoamérica y el Caribe.
- Favorecer relaciones solidarias con otros países en desarrollo.
- Avanzar en la transformación de los sistemas multilaterales de cooperación e integración, mundial, regional y local.
- Construir la institucionalidad de un nuevo orden de integración financiera y el establecimiento del comercio justo.
- Lo anterior apunta a consolidar la integración y cooperación de Venezuela con los países de América Latina y el Caribe, mediante el establecimiento de alianzas para el crecimiento económico y social equilibrado en los países de la región, en el marco de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América ALBA y el Acuerdo de Cooperación Energética PETROCARIBE.

### ▶ OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

- Acelerar el desarrollo y ejecución de los proyectos de seguridad e independencia energética.
- Impulsar la creación y fortalecimiento de las empresas mixtas.
- Optimizar los procesos internos de PDV Caribe.
- Desarrollar e implementar mecanismos para asegurar la formulación, seguimiento y control de proyectos sociales.
- Desarrollar e implementar mecanismos financieros para asegurar la sustentabilidad del Acuerdo.
- Impulsar el desarrollo e integración socioeconómica, justa, complementaria y sustentable entre los países miembros del Acuerdo.
- Promover la imagen y presencia de PETROCARIBE en la región.

Al cierre de 2013, PDV Caribe ha constituido una filial en la República de Cuba, PDVSA Cuba, S.A., y 13 empresas mixtas en 10 de los países miembros, así como una empresa mixta en El Salvador (país en proceso de integración). Actualmente se trabaja en la constitución de las empresas mixtas de Antigua y Barbuda y Surinam.

## EMPRESAS MIXTAS BAJO EL ACUERDO PETROCARIBE

PAÍS	EMPRESA MIXTA
ANTIGUA Y BARBUDA	Continúan las acciones para la conformación de la Empresa Mixta
BELICE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ALBA PETROCARIBE Belize Energy Limited (PDV Caribe 55% y Belize Petroleum and Energy Limited 45%)</li> </ul>
CUBA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuenpetrol, S.A.- (Comercial Cupet, S.A. 51% y PDVSA Cuba, S.A. 49%)</li> <li>• Transportes del ALBA-Transalba (PDVSA Cuba, S.A. 49% e Internacional Marítima, S.A. 51%)</li> <li>• Trocana World Inc. (PDVSA Cuba, S.A. 50% y Wagoneer Internacional Ltd. 50%)</li> <li>• Tovase Development</li> </ul>
DOMINICA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PDV Caribe Dominica Limited (PDV Caribe 55% y Dominica National Petroleum Company Ltd. 45%)</li> </ul>
GRANADA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PDV Grenada Limited (PDV Caribe, S.A. 55% y PETROCARIBE Grenada 45%)</li> </ul>
JAMAICA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petrojam Limited (Petroleum Corporation Of Jamaica 51% y PDV Caribe 49%)</li> </ul>
NICARAGUA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ALBA Nicaragua, S.A. ALBANISA ( PDV Caribe, S.A 51% y PETRONIC 49%)</li> </ul>
REPÚBLICA DOMINICANA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• REFIDOMSA (estado dominicano 51% y PDV Caribe, S.A. 49%)</li> </ul>
SAN CRISTÓBAL Y NIEVES	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PDV St. Kitts Nevis Ltd. (PDV Caribe, S.A. 55% y St. Kitts Nevis Energy Company Ltd. 45%)</li> </ul>
SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PDV Saint Vincent and The Grenadines Limited (PDV Caribe, S.A. 55% y PETROCARIBE St. Vincent and The Grenadines SVG Ltd. 45%)</li> </ul>
EL SALVADOR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ALBA Petróleos de El Salvador ALBAPES (PDV Caribe, S.A. 60% y la Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador ENEPASA 40%)</li> </ul>
HAITÍ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SOCIETE D'INVESTISSEMENT PETION-BOLIVAR S.A.M. (Petión-Bolívar) (PDV Caribe 45% y del estado haitiano 55%)</li> </ul>
GUYANA	Continúan las acciones para la conformación de la Empresa Mixta

## ▶ COMO LOGROS ALCANZADOS A DICIEMBRE DE 2013 SE PUEDEN DESTACAR



- Avance en el proceso de integración con los países PETROCARIBE, en coordinación con la Secretaría del Acuerdo de Cooperación Energética PETROCARIBE y el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería de la República, mediante la realización de los siguientes eventos:
  - 9º Consejo Ministerial de PETROCARIBE, 4 de mayo 2013, en Caracas, Venezuela.
  - VII Cumbre Presidencial de PETROCARIBE, 5 de mayo 2013, en Caracas, Venezuela
  - 1ª Reunión del Grupo Ad Hoc de la Zona Económica PETROCARIBE (ZEP), 27 de junio de 2013 en Nicaragua.
  - 10º Consejo Ministerial de PETROCARIBE, 28 de junio 2013, Managua, Nicaragua.
  - VIII Cumbre Presidencial PETROCARIBE, 29 de junio 2013, Managua, Nicaragua.
  - 2da Reunión del Grupo Ad Hoc de la ZEP, 6 de septiembre de 2013, Haití.
  - 11º Consejo Ministerial de PETROCARIBE, 7 de septiembre 2013, Haití.
  - 12º Consejo Ministerial de PETROCARIBE, 16 de diciembre 2013, Venezuela.
- II Cumbre Extraordinaria ALBA-PETROCARIBE, 17 de diciembre 2013, Venezuela.
- En el 9º Consejo Ministerial y la VII Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de PETROCARIBE, realizada en Caracas, los representantes de los países integrantes de la iniciativa aprobaron la creación de un Grupo Ad Hoc para la definición de las bases técnicas y jurídicas para la creación de la ZEP, con la finalidad de aumentar y diversificar el comercio interregional, impulsar la inversión y promover el desarrollo compartido. Se definieron 5 grupos estructurantes en las áreas de Transporte y Comunicaciones, Turismo, Comercio e Integración, Encadenamientos Productivos, Social y Cultural, en cuyo seno se están discutiendo y conforman-



do Programas de Trabajo para articular a los países miembros del Acuerdo PETROCARIBE.

- En plantas de almacenamiento y distribución de combustible en el 2013:
  - Se inició la construcción de una planta de almacenamiento y distribución de combustible en Nicaragua con capacidad para almacenar 1.080 MBL.
  - Se continúa la construcción de una planta en San Vicente y las Granadinas con capacidad para almacenar 34 MBL. Se estima su arranque en el primer semestre del 2014.
  - En la planta Waitukubuli de Dominica, se inició la ejecución de proyectos: Sistema Contra Incendio, Protección Catódica, Muro de Protección y puesta en marcha del sistema GLP, entre otros.
- Se completó la construcción mecánica del Parque Eólico Alba - Rivas en Nicaragua, con una capacidad de generación de 40 MW.
- Se inicia el mecanismo de compensación de la factura petrolera de la porción a largo plazo bajo el Acuerdo PETROCARIBE con la República de Jamaica, mediante el suministro de Clinker (materia prima para la producción de cemento) a la Corporación Socialista de Cemento en Venezuela, a fin de dar continuidad a las políticas de incremento de producción de vivienda y afianzar la meta de la GMVV.
- Se continuó con el proyecto de "Intensificación de la Producción de Arroz en el Valle del Artibonite-Haití", ubicado en la zona central del país, con un monto total aprobado de 9,3 MMUSD para

la fase inicial, a través del Fondo ALBA Alimentos y la coordinación directa de PDV Caribe, con el apoyo del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras de Venezuela y la Organización para el Desarrollo del Valle del Artibonite (ODVA) de Haití. Los avances obtenidos son:



- Culminación de la construcción de ocho Centros Comunitarios de Molinado de arroz en la región del Valle del Artibonite, Haití, con capacidad de procesar 13,4 TMD (toneladas métricas por día) en las localidades de Timonette, Desdunes, Verretes, Letang, Potnoau, Jean Denisse, Pont Sonde y Lestere.
- Incremento del promedio de producción por hectárea cultivada de 2,7 ton/has a 4,7 ton/has, siguiendo el esquema de producción integral que promueve

el proyecto, entrega oportuna de insumos agrícolas, capacitación y asistencia técnica, dignificación y organización de los productores y productoras, y recuperación de la infraestructura de riego, drenaje y vialidad. Para el cierre del 2013 la producción alcanzó un incremento de 32.000 ton de un total de 6.190 hectáreas sembradas, en beneficio directo de 16.649 productoras y productores.

- Entre los logros de la dimensión social del acuerdo, destacan la ejecución de 88 proyectos sociales y socio-productivos (46 concluidos), en el marco del Fondo ALBA Caribe, que se han sumado al esfuerzo de los Estados para abordar las áreas:
  - Social (educación, salud, cultura, deporte, asistencia social, seguridad social, ayuda humanitaria y participación) (32%),
  - Servicios domiciliarios, vivienda y hábitat (31%),
  - Servicios urbanos (14%),
  - Sectores productivos (13%),
  - Alimentación (6%) y
  - Ecología y ambiente (4%).



- Igualmente están a disposición de los países los resultados de la investigación sobre "Políticas de sustitución de combustibles sólidos y dotación de tecnologías mejoradas de uso final. Contexto, enfoques y lecciones", así como la "Propuesta de estándares e indicadores de derechos humanos para proyectos socio energéticos", para orientar en los proyectos vinculados con el área energética, su formulación e identificación de impactos sociales.
- Suministro promedio de 107 MBD de crudo y productos a Antigua y Barbuda, Belice, Dominica, Granada, Guyana, Haití, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y Las Granadinas, Surinam y El Salvador. Se observa una disminución del promedio diario de suministro durante el 2013 respecto al 2012, basado en ajustes aplicados a aquellos países cuya demanda sobrepasaba la cuota establecida.
- Respecto a la compensación de bienes y servicios, para el año 2013, se observa una disminución del 16% en los productos recibidos por Venezuela en comparación al 2012, esto motivado a que los volúmenes fueron ajustados de acuerdo a las cantidades demandadas de los productos requeridos por Corporación Venezolana de Alimentos (CVAL) (497.027 TM 2012 vs. 369.234 TM 2013), por concepto de la compensación comercial realizada como parte del pago de su factura petrolera de los países adscritos a los Acuerdos ALBA y PETROCARIBE, principalmente Guyana, Nicaragua, República Dominicana y Jamaica.

**PRODUCTOS RECIBIDOS POR VENEZUELA COMO COMPENSACIÓN DE LA FACTURA PETROLERA**

PAÍS	PRODUCTO	UNIDADES	CANTIDAD RECIBIDA		% VARIACIÓN
			2013	2012	2013 vs. 2012
GUYANA	Arroz Blanco	TM	118.395	66.143	79
	Arroz Paddy	TM	102.702	146.141	(30)
NICARAGUA	Aceite	TM	23.874	27.128	(12)
	Azúcar	TM	173.318	187.014	(7)
	Café	TM	40.669	90.090	(55)
	Caraotas	TM	11.601	14.480	(20)
	Carne	TM	30.619	39.400	(22)
	Leche UHT	TM	17.562	25.774	(32)
	Leche UHT Saborizada	TM	4.648	1.137	309
	Leche Descremada	TM	11.301	1.066	960
	Lomo de Atún	TM	-	135	(100)
	Aceite de Palma	TM	35.466	5.427	554
	Stabilak	TM	-	1	(100)
	Arroz Paddy	TM	20.000	103.415	(81)
	Semillas de Caraotas	TM	175	1.322	(87)
	Novillos	UND	21.725	21.362	2
Vaquillas	UND	781	750	4	
REPÚBLICA DOMINICANA	Azúcar Líquida	TM	11.544	5.142	125
	Alimentos para Animales	TM	20.896	-	-
	Pastas Alimenticias	TM	7.807	10.854	(28)
JAMAICA	Clinker	TM	19.640	-	-
TOTAL GENERAL		TM	650.217	724.668	(10)
		UND	22.506	22.112	2



## ▶ ANTIGUA Y BARBUDA

Se está en proceso de conformación de la empresa mixta. En el 2013 las operaciones de suministro a este país caribeño fueron en promedio de 1,1 MBD de productos.



## ▶ BELICE

El Gobierno de Belice inauguró el 2 de septiembre de 2013, el Banco Nacional de Belice, entidad creada con los fondos de la porción financiada bajo el Acuerdo PETROCARIBE. De igual manera, y como un primer paso para la constitución de los fondos bilaterales, el gobierno beliceño ha sido beneficiario de préstamos por parte de la empresa mixta, con la porción equivalente al largo plazo en las mismas condiciones del Acuerdo PETROCARIBE. En el año 2013 se han enviado un promedio de 2,6 MBD de productos.



## ▶ CUBA

**Proyecto de Exploración en Aguas Ultra Profundas:** se iniciaron los estudios del levantamiento de datos sísmicos y de procesamiento sísmico para la perforación del pozo CSA-2X, en el Cabo San Antonio del Golfo de México.

Al cierre del año 2013 los proyectos de expansión de la Refinería Camilo Cienfuegos y Regasificación de GNL, presentan un 100% avance en su fase de definición, mientras que los proyectos expansión de la refinería de Hermanos Díaz de Santiago de Cuba y la

nueva refinería en Matanzas reportan un 100% avance en su fase de conceptualización.

En el año 2013 se despachó un promedio de 98,8 MBD de productos



## ▶ DOMINICA

Continuaron las operaciones de almacenamiento y distribución en la planta Waitukubuli inaugurada en el 2009, con capacidad de 39 MBL. Actualmente, tiene un promedio de ventas mensual de 12,5 MBL. En el año 2013 se despachó un promedio de 0,3 MBD de productos.

Actualmente, se realizan mejoras y adecuaciones a la misma, que contemplan los siguientes proyectos: sistema contra incendio, sistema de protección catódica, muro de protección de la planta, puesta en marcha del sistema GLP, sistema de protección catódica, entre otros; con un avance general de 66%.



## ▶ GRANADA

A los fines de dar cumplimiento a las obligaciones contraídas en el Contrato de Venta de Diesel a la empresa de electricidad granadina GRENADA ELECTRICITY SERVICES LIMITED (GRENLEC) se culminó el proceso de contratación para el mantenimiento de los tanques de almacenamiento.

Asimismo, se está trabajando en la implantación del sistema de llenado de cilindros de GLP para lo cual se elaboraron los cómputos métricos y especificaciones técnicas de las obras civiles, eléctricas y me-



cánicas para la instalación de la planta de GLP a los fines de iniciar el proceso de contratación.

Durante el año 2013, se despachó a este país un promedio de 0,7 MBD de productos.



## ▶ JAMAICA



A solicitud del gobierno jamaicano, PDVSA conformó un equipo multidisciplinario entre PETROJAM y PDVSA, a fin de reevaluar el proyecto de optimización de las operaciones en la Refinería de Jamaica, estudiándose alternativas orientadas a maximizar el factor de utilización actual de la refinería. PETROJAM realiza estudios de factibilidad a los fines de evaluar la ejecución de un proyecto estructurado por fases para mejorar la operatividad de la refinería que está actualmente operativa.

Las operaciones de refinación de crudo venezolano continuaron en 2013 para satisfacer la demanda del mercado interno jamaicano, despachando un promedio de 22,3 MBD de productos.

Dando inicio al mecanismo de compensación de la factura petrolera en su porción a largo plazo, se recibió en diciembre 2013 el primer cargamento de Clinker (materia prima para la elaboración de cemento), se recibieron 19.640 toneladas para un monto total de 1,7 millones de dólares, el cual tendrá continuidad en el año 2014.



## ▶ NICARAGUA

Iniciada la construcción de la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustible Miramar en la República de Nicaragua, con una capacidad es 1,08 MMBL. Esta planta forma parte del Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar (CIESSB), destinada a ser un centro de suministro de hidrocarburos en la región centroamericana y el propio país. Con el desarrollo del CIESSB, este país contará también con una refinería en fase

inicial de 100 MBD para satisfacer la demanda interna de productos. En el año 2013 se han suministrado 28,3 MBD de crudo y productos.

Durante el año 2013, se destaca la finalización de la construcción de la planta de generación eólica, la cual, una vez entre en operación, sumará 40 MW a la capacidad instalada. Actualmente se cuenta con 291,2 MW generados por 11 plantas en plena operación, a través de la empresa mixta ALBANISA, que coadyuvan al objetivo propuesto de disminuir el déficit energético del país.



## ▶ REPÚBLICA DOMINICANA



En el año 2013 mantuvo sus operaciones de refinación para la satisfacción de las necesidades del mercado interno. Adicionalmente se avanzó en la política de reducción de costos, con el concepto de austeridad y ahorro, sin afectar la operatividad y mantenimiento de la empresa. Se despacharon un promedio de 28,6 MBD de crudo y productos en el 2013.

Se inició la adecuación de la Ingeniería de Requisito para la implantación del sistema de control de llenaderos (SCLI) en REFIDOMSA. Este sistema se desarrolló junto a PDVSA y es utilizado en todas nuestras plantas a nivel nacional, se espera que sea puesto en operación durante el primer trimestre del año 2014.

En cuanto a la gestión social de la Empresa Mixta constituida entre PDVSA y REFIDOMSA, se concluyó el proyecto social dirigido a la construcción de aceras y brocales en las entradas y salidas principales de los barrios Los Mangos, El Cacique y Los Platanitos del municipio de Haina, construyéndose 2006 metros lineales de aceras y brocales.



## ▶ SAN CRISTÓBAL Y NIEVES

En el año 2013 continuaron las operaciones de suministro de combustibles, enviándose un promedio de 0,9 MBD de productos. Se firmó un contrato de venta de gasoil y gasolina en términos y condiciones más favorables para la empresa mixta. Se negocian contratos



para la venta de asfalto y gasoil con el gobierno de San Cristóbal y Nieves.



## ▶ SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS

Continuaron las actividades de suministro de combustibles, totalizándose un envío promedio de 0,5 MBD.

El Proyecto de Construcción de la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustibles en San Vicente y Las Granadinas, presenta un avance físico acumulado de 77%, por lo que se estima la culminación mecánica del proyecto para el primer semestre de 2014.



## ▶ EL SALVADOR

Aun cuando El Salvador se encuentra en proceso de integración, se llevan a cabo operaciones de suministro, mediante un acuerdo especial similar a PETROCARIBE por medio del cual se suministraron 11,1 MBD de crudo y productos.

Se encuentran en operación 40 Estaciones de Servicio "ALBA Petróleos" de El Salvador, 10 estaciones propias y 30 estaciones de terceros abanderadas.

En el marco de la gestión social de la empresa mixta se ha coordinado la ejecución de 25 proyectos que impactaron en las áreas de vialidad, infraestructura educativa, deporte, electrificación, urbanismo, salud y alimentación para la erradicación de la pobreza y la exclusión social y a su vez, para garantizar abastecimiento de alimentos de calidad y a precio justo.



## ▶ HAITÍ

Durante el año 2013 el suministro a esta nación caribeña alcanzó un promedio de 14 MBD.

Como apoyo al área socio productiva, se continuó con el proyecto de Intensificación de la Producción de Arroz en el Valle del Artibonite, zona central del país, ejecutado mediante el Fondo ALBA Alimentos y la coordinación directa de PDV CARIBE, con el apoyo del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras de Venezuela, el Ministerio de Agricultura de Haití y la Organización para el Desarrollo del Valle del Artibonite (ODVA) de Haití.

Como parte de la gestión del Proyecto de Intensificación de la Producción de Arroz en el Valle del Artibonite se logró el incremento de 74% en el rendimiento de la capacidad de producción por hectárea de 4,7 T/Ha en 2013 versus 2,7 T/Ha en el 2009.



Se culminó la construcción de siete Centros Comunitarios de Molinado (CCM) de arroz en la región del Valle del Artibonite, con capacidad de procesar cada uno alrededor de 13,4 toneladas métricas por día. Están en funcionamiento los CCM de Timonette, Desdunes, Verretes, Letang, Potnoau, Pont Sonde y Lestere, mientras está listo para inaugurar Jean Denise y Duclos, quedando en construcción el CCM ubicado en Marchand Dessalines.

En el 2013 se produjo un total de 4.100 toneladas de semillas para la siembra (50% de la producción nacional actual de semillas).

Como parte de las actividades sociales de apoyo comunitario en la zona del Valle del Artibonite, fue inaugurada la Escuela Comunitaria con capacidad para atender gratuitamente a 800 niños y niñas de la

zona de primaria y secundaria. A la fecha, registra una matrícula de 410 estudiantes.

Asimismo es de resaltar que fue aprobada por el Presidente de la República de Venezuela la Fase II del Proyecto de Intensificación de la Producción de Arroz en el Valle del Artibonite.



## ▶ GUYANA

El intercambio comercial con esta nación sigue constante, mediante la recepción de arroz paddy y arroz blanco, cumpliendo con los requerimientos de la empresa nacional Corporación de Abastecimiento y Servicios Agrícolas (CASA). Hasta el año 2013 se han recibido 687.582 toneladas de estos rubros por un valor de 422,9 MMUS\$.

Se inauguró el Centro de Rehabilitación y Reintegración Social "Hugo Chávez", financiado por el Fondo ALBA Caribe.

Como parte del mecanismo de intercambio comercial, durante el año 2013 se suministró un promedio de 4,4 MBD de productos.



## ▶ SURINAM

En el año 2013 se continuó de manera regular las operaciones de suministro de combustible en Surinam, luego de su incorporación plena al Acuerdo PETROCARIBE en el año 2012.

Durante el año 2013 se suministró un promedio de 3,3 MBD.

Por petición del estado surinamés se acordó la creación de un Fondo Bilateral con el fin de administrar los recursos generados por el financiamiento de la factura petrolera a largo plazo con un Comité Binacional Surinam-Venezuela encargado de la evaluación, priorización y aprobación de proyectos sociales y socio-productivos presentados para optar al financiamiento del Fondo Bilateral.







# ACUERDOS DE SUMINISTRO



En el marco de los Acuerdos de Cooperación Energética suscritos entre la República y los países del Caribe, Centroamérica y Suramérica, se encuentran:

## ▶ ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS (ACEC)

Este Acuerdo se firmó el 19 de octubre de 2000 entre la República y países de Centroamérica y el Caribe. Su conformación involucra varias etapas, en virtud de la disposición del Estado de ampliar la cobertura del Acuerdo a todos aquellos países que lo soliciten y reúnan las condiciones para suscribirlo.

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

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las característi-

cas y el consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo no mayor de 15 años, un periodo de gracia entre 1 y 2 años, y una tasa de interés de financiamiento anual de 2%. 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. Los pagos de intereses y la amortización de capital podrán realizarse a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por los países firmantes y aprobados por la República.



## ▶ ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE PETROCARIBE (ACEP)

Firmado el 29 de junio de 2005 entre la República y países de Centroamérica y el Caribe, muchos de ellos adscritos inicialmente al ACEC, los cuales vieron mayores oportunidades de cooperación e integración en virtud de las ventajas del esquema de financiamiento que ofrece este Convenio. Los países signatarios del Acuerdo de Cooperación Energética PETROCARIBE son: Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Granada, Guyana, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Surinam y Venezuela.

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las características y el consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo desde 15 hasta 23 años, un período de gracia de 2 años y una tasa de interés de financiamiento anual entre 1% y 2%, la cual varía en función de los precios internacionales del barril. Este convenio establece que su aplicación será exclusivamente para los entes públicos avalados por los países firmantes.

## ▶ CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN CUBA- VENEZUELA (CIC)

Suscrito con la República de Cuba, establece la venta de crudo por parte de la República, hasta 98 MBD de crudo y productos, bajo el esquema de financiamiento mixto de corto y largo plazo. A partir de 2008, el

esquema de venta fue modificado facturándose sólo a corto plazo, cuyos montos son objeto de compensación trimestral con los servicios médicos prestados a través de Barrio Adentro II.

## ▶ CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN ARGENTINA-VENEZUELA (CICAV)

Firmado con la República Argentina el 6 de abril de 2004, originalmente establecía el suministro anual de combustible hasta 21,9 MBD de fuel oil y de 2,7 MBD

de gasoil. Durante el año 2008 se incrementa la cuota hasta 27 MBD de fuel oil y 8 MBD de gasoil, manteniéndose igual hasta la fecha.

## ▶ ALIANZA BOLIVARIANA PARA LOS PUEBLOS DE NUESTRA AMÉRICA – TRATADO DE COMERCIO DE LOS PUEBLOS (ALBA-TCP)

Es una plataforma de integración de los países de América Latina y el Caribe. Fue creada en La Habana (Cuba) el 14 de diciembre de 2004 con el nombre de ALBA. Además de Venezuela, sus integrantes son: Antigua y Barbuda, Bolivia, Ecuador, Cuba, Haití, Nicaragua, Santa Lucía y Dominica.

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las características y el consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo de 23 años, un periodo de gracia de 2 años y una tasa de interés de financiamiento anual de 2%, cuyo porcentaje de financiamiento es de 50%. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. 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 y aprobados por la República.



A continuación las cifras de los Acuerdos de cooperación para el año 2013:

**VENTAS A PAÍSES CON ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA AÑOS 2013 Y 2012**

DETALLE POR PAÍS DE DESTINO (MBD)	2013		2012	
	CUOTA	SUMINISTRO	CUOTA	SUMINISTRO
<b>ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS (ACEC)</b>				
Bolivia <sup>1</sup>	11,5	-	11,5	8,3
Paraguay	18,6	-	18,6	1,1
Uruguay	43,8	16,8	43,8	19,6
<b>ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA PETROCARIBE (ACEP)</b>				
Antigua y Barbuda	4,4	1,1	4,4	1,3
Belice	4,0	2,6	4,0	0,8
Dominica	1,0	0,3	1,0	0,4
El Salvador	7,0	6,4	7,0	12,7
Granada	1,0	0,7	1,0	0,8
Guatemala	20,0	-	20,0	-
Guyana	5,2	4,4	5,2	6,9
Haití <sup>1</sup>	14,0	14,0	14,0	14,2
Honduras	20,0	-	20,0	-
Jamaica	23,5	22,3	23,5	25,9
República Dominicana	30,0	28,6	30,0	26,9
San Cristóbal y Nieves	1,2	0,9	1,2	0,9
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,5	1,0	0,5
Surinam	10,0	3,3	10,0	2,2
<b>CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN CUBA - VENEZUELA (CIC)</b>				
Cuba	98,0	99,3	98,0	91,1
<b>CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN ARGENTINA - VENEZUELA (CICAV)</b>				
Argentina	35,5	12,7	35,5	25,6
<b>ALIANZA BOLIVARIANA PARA LOS PUEBLOS DE NUESTRA AMÉRICA - TRATADO DE COMERCIO DE LOS PUEBLOS (ALBA-TCP)</b>				
Nicaragua <sup>1</sup>	27,0	26,7	27,0	27,5

<sup>1</sup> Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA

# NUEVOS NEGOCIOS





► LAS FILIALES DE PDVSA calificadas como no petroleras, se dedican a actividades no relacionadas directamente con la exploración y producción de crudo y gas; así como las contrataciones, mantenimiento de infraestructura, seguimiento de políticas y licitaciones de negocios de las referidas filiales, las cuales por si mismas apalancan las políticas públicas y contribuyen a la gestión y servicios sociales de la Nación.



# FILIALES NO PETROLERAS

## ► PDVSA AGRÍCOLA, S.A.

Enmarcado en el Plan Siembra Petrolera y dentro de la Ley del Plan de la Patria; Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013 - 2019, se encuentran las funciones de PDVSA Agrícola, filial de PDVSA, específicamente en la conformación de los ejes de la seguridad agroalimentaria y del territorio, que plantea como estrategias específicas la creación de polos de desarrollo rurales con el propósito de fortalecer el área agrícola del país, cambiando radicalmente el antiguo paradigma por un enfoque endógeno sustentable, que a su vez promueva la desconcentración de la población y la inclusión de pequeños productores agropecuarios, ideando la im-

plantación de un modelo socialista de relaciones más justas y de mutua responsabilidad, contribuyendo con el impulso de las áreas rurales que han sido seleccionadas para la ejecución de los proyectos de la filial.





En ese orden de ideas, en el año 2013, PDVSA Agrícola continuó con la tarea de implantación de los Complejos de Derivados de la Caña de Azúcar: Trujillo I, Portuguesa, Barinas I y Cojedes, cuyos avances físicos superan 45%. Cabe destacar que para finales del segundo semestre del año 2016, se estima lograr la completación mecánica y la puesta en operaciones de los dos primeros Complejos: Trujillo I y Portuguesa, los cuales producirán un total de 950.267 barriles/año de etanol como componente de la gasolina.

Con respecto a la Industria Venezolana de la Yuca (INVEYUCA), se continúa con la producción de almidón de yuca, alcanzando en 2013, 314 toneladas de almidón nativo y culminación de la ingeniería básica para la construcción e implantación de la planta de almidones modificados, cuya producción estará destinada principalmente a la industria petrolera, para la perforación de pozos.

En el Central Azucarero Río Guanare se obtuvo una producción de 11.662,76 toneladas de azúcar, 11.308,9 toneladas de melaza y 3.743,60 toneladas de miel con la materia prima proveniente de la zafra 2012 - 2013; luego se iniciaron los trabajos de mantenimiento mayor a partir del tercer trimestre del 2013, permitiendo aumentar la capacidad de molienda de caña de 2.500 a 5.000 toneladas diarias.

En el área de desarrollo agrícola, se continuó con la ejecución del plan de producción, cosechándose en la zafra 2012 - 2013 un total 15.414,02 hectáreas de caña de azúcar, para el funcionamiento del Central Río Guanare y los Centrales Azucareros Nacionales asociados, alcanzando una producción total de 935.447,82 toneladas métricas de caña de azúcar, con participación de 614 productores provenientes de los polígonos de Portuguesa, Trujillo, Barinas y Cojedes. En la región Oriental se sembró 401 hectáreas de yuca para el funcionamiento de, INVEYUCA obteniéndose 1.822,82 toneladas de raíces de yuca, para la producción 233,08 toneladas de almidón nativo, con participación de las comunidades agrícolas aledañas.

En cuanto a la ejecución del Plan Agroalimentario, se obtuvo la producción de 2.689,31 toneladas de maíz, 785,17 toneladas de arroz y 17 toneladas de yuca destinados al consumo de la población.



Durante el año 2013, el desarrollo de Planes Pilotos alcanzó una producción de 17 toneladas de carne bovina y 173,30 toneladas de leche, asociadas a la implantación del Complejo Integral Bovino Occidente.

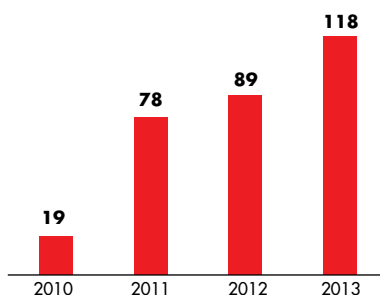
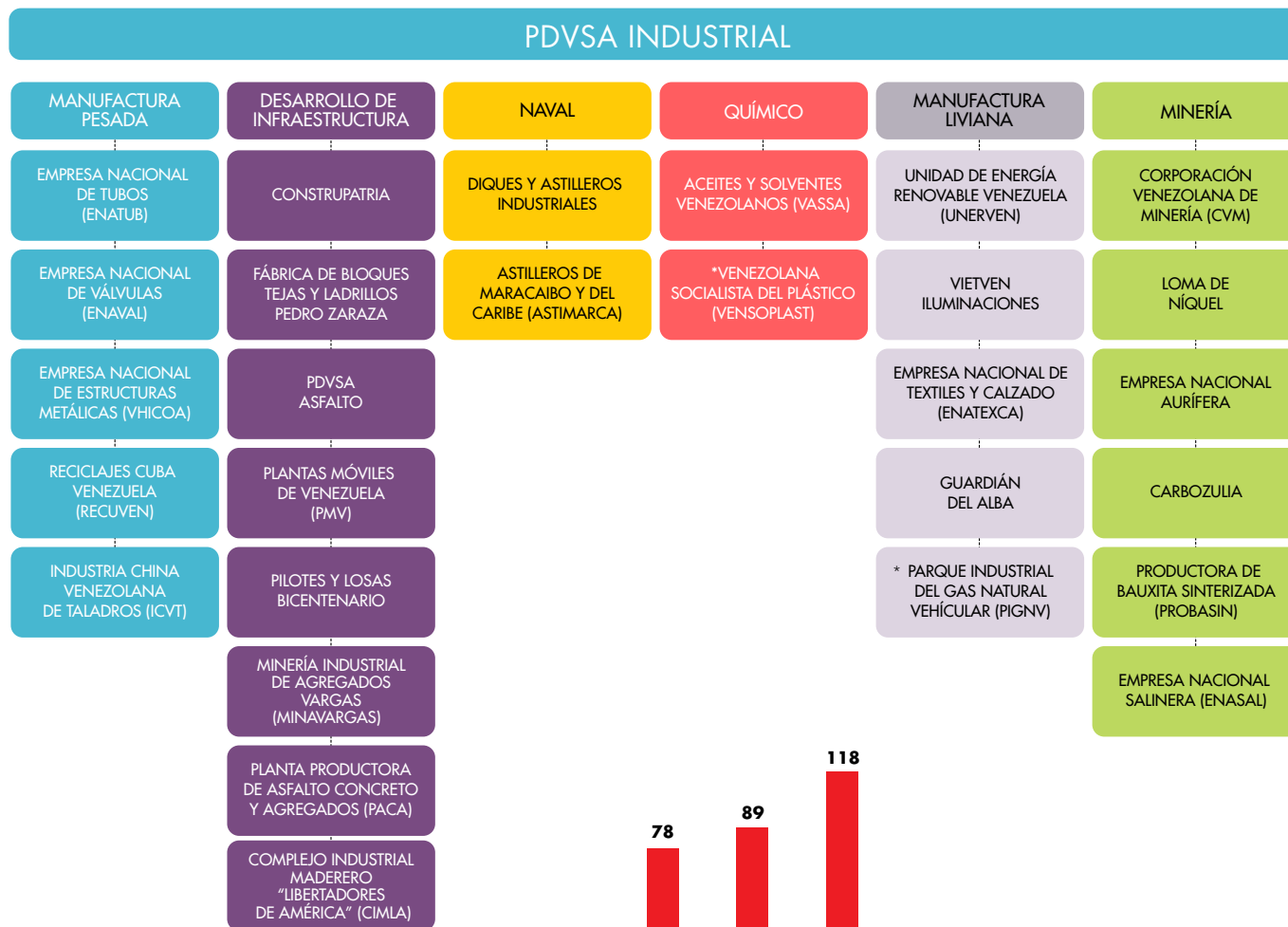


## ▶ PDVSA INDUSTRIAL, S.A.

Nace en el año 2008, con el objetivo de desarrollar un tejido industrial en áreas asociadas a la cadena productiva de PDVSA, impulsando la plena soberanía económica y tecnológica, bajo la hegemonía de la propiedad patria de los medios de producción, orientándose a satisfacer las necesidades sociales del pueblo, creando nuevas relaciones de producción y consumo, de la mano de una fuerza política de vanguardia integrada por sus trabajadores y trabajadoras, caracterizados por un alto nivel de conciencia y formación.

Como estrategia para cumplir con su misión, PDVSA Industrial se ha organizado utilizando los conceptos de "Grupos Industriales" y "Empresas Nacionales Consolidadas". De esta manera existen hasta ahora, seis

Grupos Industriales (Manufactura Pesada, Desarrollo de Infraestructura, Naval, Minería, Químico y Manufactura Liviana) integrados por 28 empresas que agrupan un total de 118 Unidades Productivas, las cuales abarcan distintas áreas del sector producción, transformación y servicios, tales como, manufactura del acero para su transformación en: válvulas, tuberías, estructuras metálicas, ensamblaje de maquinaria y equipos; fabricación y mantenimiento de embarcaciones, explotación minera, compuestos químicos, construcción de unidades móviles de infraestructura, distribución de materiales de construcción, fabricación de agregados para mezclas de construcción. Así mismo fabricación de software, textiles y calzados, producción de energía alternativa, entre otros.



6 GRUPOS INDUSTRIALES  
28 EMPRESAS  
118 UNIDADES PRODUCTIVAS

(\*) Por ser inauguradas





## ▶ DESARROLLO Y COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LAS EMPRESAS OPERATIVAS

### 1 ▶ EMPRESA NACIONAL DE TUBOS (ENATUB)

Entregó 1.266 km de tuberías de distintos diámetros para la ejecución de importantes proyectos de PDVSA, entre los que destacan:

- Oleoducto 42" San Tome-José.
- Oleoducto 42" Morichal-San Tomé.
- Sistema Combustible Falcón-Zulia.
- Diluenducto Jusepín-Veladero.
- Gasoducto estación principal Anaco N-30.
- Terminación y tratamiento térmico de tuberías para Exploración y Producción Occidente y Faja.



### 2 ▶ AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE FABRICACIÓN DE TUBERÍAS DE GRANDES DIÁMETROS (MAYORES A 16 PULGADAS)

Con la incorporación, a la Empresa Nacional de Tubos, de una nueva fábrica con capacidad para producir 196 km al año, se fortalece la producción de tuberías de grandes diámetros, lo que nos hace autosuficientes en este tipo de productos, creando así capacidades para la exportación.

### 3 ▶ FABRICACIÓN DE VÁLVULAS DE DIFERENTES DIÁMETROS PARA PROYECTOS DE PDVSA

La Empresa Nacional de Válvulas entregó 5.474 válvulas de las cuales 3.000 han sido destinadas para la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez Frías".



### 4 ▶ FABRICACIÓN DE ESTRUCTURAS METÁLICAS PARA GRANDES OBRAS

La Empresa Nacional de Estructuras Metálicas (VHICOA), entregó 8.284 toneladas de estructuras metálicas para grandes obras de infraestructura, además de 362 estructuras metálicas para edificios de la Gran Misión Vivienda Venezuela.



### 5 ▶ CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE LA FILIAL CONSTRUPATRIA

Construpatria creció casi el 100% en su capacidad de distribución con respecto al periodo anterior (2012), al pasar de 60 millones de ítems distribuidos a 119 millones.



## ACTIVIDADES INCORPORADAS EN 2013

### ▶ LOMA DE NÍQUEL: PLANTA PRODUCTORA DE FERRO NÍQUEL



Empresa dedicada a la prospección, exploración, explotación y transformación del mineral Níquel, conformada por una mina y una planta de procesamiento.

Capacidad Instalada: 72.000 Ton/Anual de Ferro níquel y 14.400 Ton/Anual de Níquel contenido.

### ▶ CARBOZULIA



Empresa dedicada a los procesos de exploración, explotación, transformación, comercialización y mercado del mineral de carbón, presente en el municipio Guajira del estado Zulia. Obteniendo como producto carbón con calidad de exportación.

Cuenta con dos unidades productivas operadoras de la Mina paso del diablo y Mina norte. Adicionalmente posee una unidad comercializadora.

La empresa posee una capacidad de producción de 1,48 millones de toneladas anuales y su fuerza laboral es de 1.594 trabajadoras y trabajadores.

### ▶ EMPRESA NACIONAL AURÍFERA, S.A.



En diciembre de 2013, se constituyó la Empresa Nacional Aurífera, S.A., filial que tiene por objeto explorar, explotar, producir, transformar, refinar, manufacturar y distribuir todo tipo de material proveniente del aprovechamiento de minas y yacimientos auríferos en todas sus fases, su comercialización interna y externa. Adicionalmente, la ejecución de programas y proyectos de desarrollo en materia de minería aurífera.

### ▶ FÁBRICA DE BLOQUES, TEJAS Y LADRILLOS PEDRO ZARAZA

La fábrica está ubicada en el Municipio Zaraza del Estado Guárico y permitirá abastecer el sector constructivo de vivienda, con productos de calidad, precios solidarios y tecnología de punta; la primera en América, para la producción socialista de bloques, tejas y ladrillos. Es una Fabrica Industrial Tecnificada, que va a promover, de manera especial, el proceso de la autoconstrucción, con excelente aporte a la Gran Misión Vivienda Venezuela y permitirá el ahorro en cemento para la elaboración de bloques de concreto al sustituirlos por bloques de arcilla.

Cuenta con una capacidad de producción de 73 millones de bloques/año. (200.000 bloques/día), con una generación de 250 empleos directos y 500 indirectos.





▶ **COMPLEJO INDUSTRIAL MADERERO LIBERTADORES DE AMÉRICA (CIMLA)**

Puesta en marcha de la primera línea de aserrió del aserradero integral El Aceital, ubicado en el municipio Libertador, al sur del estado Monagas, el cual forma parte de CIMLA.

La planta cuenta con una moderna y novedosa tecnología y está proyectado para duplicar la capacidad existente de la industria maderera del país, integrando toda las cadenas productivas que van desde las plantaciones de pino operadas por la empresa hermana Maderas del Orinoco, hasta las carpinterías que luego entregan sus productos al sistema socialista de distribución de CONSTRUPATRIA que surte a la Gran Misión Vivienda Venezuela. Cuenta con una capacidad de producción de 80.000 m3 de madera aserrada, seca y preservada (calidad Premium) con una generación de 1.300 empleos directos y 3.900 empleos indirectos.



▶ **BASE DE DESARROLLO TECNOLÓGICO (GUARDIÁN DEL ALBA)**

Esta ubicada en el municipio Sucre del estado Mérida y forma parte de las cinco unidades productivas de la empresa de capital mixto Guardián de ALBA, creada por PDVSA Industrial y ALBET Ingeniería y Sistemas S.A., de la República de Cuba, dedicada al diseño, desarrollo, instalación y soporte de soluciones integrales en las áreas de automatización, informática y telecomunicaciones. Tiene una capacidad actual para siete versiones de software por año y 191 despliegues por año.

▶ **PDVSA ASFALTO**

Con tres unidades productivas a nivel nacional, 659 trabajadores propios. La demanda a atender abarca vías operacionales y localizaciones de pozos en la Faja Prodetróliera del Orinoco "Hugo Chávez Frías", donde se tiene visualizado la instalación de ocho nuevas unidades productivas, cuatro en el año 2014 y cuatro en el año 2015. Capacidad de producción 240 mil toneladas de asfalto y 70 mil metros cúbicos de concreto premezclado.



## PROYECTOS A INAUGURAR EN 2014

### ▶ PARQUE INDUSTRIAL DEL GAS NATURAL VEHICULAR (PIGNV)



Parque industrial dedicado a la fabricación de componentes asociados al programa Gas Natural Vehicular (GNV), con una planta de ensamblaje de kits de conversión a GNV, cuya producción estimada para el año 2014 es 30.000 unidades, destinadas al parque automotor para optimizar la utilización de combustibles líquidos.

### ▶ VENEZOLANA SOCIALISTA DEL PLÁSTICO (VENSOPLAST)



Empresa de capital mixto, cuyo objeto principal corresponde a la transformación de resinas plásticas, desarrollado en dos fases de ejecución. La primera de ellas contempla la puesta en marcha de la Planta de Inyección de Tapas y Preformas destinadas al envasado de aceite comestible con capacidad de 1L y la Fase II comprende la manufactura de tuberías y accesorios, así como la producción de películas para el empaquetado de alimentos.

### ▶ DESARROLLO HABITACIONAL MORICHAL

El proyecto Desarrollo Habitacional en Campo Morichal estado Monagas nace como una estrategia de fortalecimiento de los valores humanos - familiares para los trabajadores de PDVSA en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, visualizando la transformación integral de los campos petroleros en zonas so-

ciales que garantice los servicios básicos necesarios para vivir en condiciones dignas con sus familiares, el proyecto contempla la intervención urbana en una extensión de 264 ha, con la construcción de 3.148 viviendas en tres tipologías de viviendas (bifamiliares, tetrafamiliares, multifamiliares). Para el año 2014 se construirán 920 viviendas.

### ▶ CONSTRUFAJA DE LA DIVISIÓN AYACUCHO EN BARE

Asentamiento de la base logística concebida para satisfacer la demanda de servicios e insumos asociados a la exploración y la producción de los pozos y macollas ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez Frías". Contará con facilidades de almacenamiento y distribución de materiales tales como: tuberías, válvulas, empaaduras, tornillería, conectores, accesorios eléctricos, entre otros. Adicionalmente tendrá otras facilidades como patios de maquinarias y base de transporte pesado para mudanzas de tala-dros, así como también espacios destinados para la instalación de empresas de servicios especializados.

### ▶ CONSTRUPATRIA CIUDAD CARIBIA



Forma parte del complejo industrial de Ciudad Caribia, está ubicado en la terraza seis de la zona industrial sur y ocupará un área aproximada de 23.580 m<sup>2</sup>. Su objetivo es garantizar las necesidades de materiales, elementos de construcción prefabricados y maquinarias a 5.000 viviendas en ejecución de los proyectos de construcción previstos en dicha ciudad, así como en las obras de la GMVV en la Gran Caracas. El campamento suministrará los siguientes servicios:

- Almacenamiento, distribución de materiales y talleres de producción de algunos elementos constructivos deficitarios.
- Maquinarias y equipos.
- Centro de capacitación.
- Cocina – comedor.



## DESTINO DE LA PRODUCCIÓN

PRODUCTOS	DESTINO	COBERTURA
TUBERÍAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Oleoductos.</li> <li>▶ Sistemas de Combustibles.</li> <li>▶ Diluenductos.</li> <li>▶ Gasoductos.</li> <li>▶ Terminación y tratamiento térmico en Exploración y Producción Occidente y Faja.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Tuberías mayores a 16": 100%.</li> <li>▶ Tuberías terminación y tratamiento térmico para producción: 75%.</li> <li>▶ Revestimientos de Tuberías: 70%.</li> </ul>
VÁLVULAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nuevo desarrollos de la FPO.</li> <li>▶ Paradas mayores del Distrito Punta de Mata.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Válvulas de compuerta, bola y retención menor a 16": 27%.</li> <li>▶ Válvulas de compuerta, bola y retención mayor a 16": 100%.</li> </ul>
ESTRUCTURAS METÁLICAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> <li>▶ PDVSA.</li> <li>▶ Puentes.</li> <li>▶ Proyecto Conversión Profunda.</li> <li>▶ Metrocables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Estructuras Metálicas pesadas: 65%.</li> </ul>
FABRICACIÓN, MANTENIMIENTO MAYOR Y MENOR DE LANCHAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Operaciones petroleras del Lago de Maracaibo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Reparación de embarcaciones, mantenimiento mayor y menor: 20%.</li> </ul>
MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN, AGREGADOS, BLOQUES	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Obras de la FPO</li> <li>▶ Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Demanda de la Gran Misión Vivienda Venezuela: 70%.</li> </ul>
CHATARRA DE MATERIAL FERROSO	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Complejo Siderúrgico Nacional.</li> <li>▶ SIDOR.</li> <li>▶ SIZUCA.</li> <li>▶ Exportación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Chatarra Ferrosa: 40%.</li> <li>▶ Producto de Exportación.</li> </ul>
ACEITES MINERALES	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PDVSA</li> <li>▶ Exportación                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Colombia.</li> <li>▶ Trinidad y Tobago.</li> <li>▶ Brasil.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Aceites Minerales: 100%.</li> <li>▶ Producto de Exportación.</li> </ul>
FERRO NÍQUEL	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Exportación                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Holanda.</li> <li>▶ India.</li> <li>▶ España.</li> <li>▶ EEUU.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Producto de Exportación.</li> </ul>
TEXTIL Y CALZADOS INDUSTRIALES	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PDVSA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Textiles: 11%.</li> <li>▶ Calzado: 20%.</li> </ul>
SAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PDVSA.</li> <li>▶ MERCAL – Sal Refinada para consumo humano.</li> <li>▶ Sector Privado Nacional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Sal Industrial: 100%.</li> <li>▶ Sal Molida: 100%.</li> <li>▶ Sal Refinada: 15%.</li> </ul>
BAUXITA SINTERIZADA	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PDVSA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bauxita: 100%.</li> </ul>
TALADROS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PDVSA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Actualmente la empresa tiene una capacidad de ensamblaje de 10 taladros y en base a la demanda de los últimos cuatro (04) años que es de 50 taladros la empresa puede cubrir el 30%.</li> </ul>
PLANTA MÓVILES DE VENEZUELA	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> <li>▶ PDVSA.</li> <li>▶ Aviación – Estructuras Auto soportadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Cerramientos industriales: 100%.</li> </ul>
PILOTES	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ PDVSA.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Pilotes de alta profundidad en la industria petrolera nacional: 100%.</li> </ul>
ASFALTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Obras de PDVSA y Obras Nacionales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Asfalto: 18%.</li> </ul>
CARBÓN	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Lomas de Níquel.</li> <li>▶ Exportación.                             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Suiza.</li> <li>▶ Bulgaria.</li> <li>▶ Colombia.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Demanda nacional 100%.</li> <li>▶ Producto de Exportación.</li> </ul>
TAPAS Y PREFORMAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Sector Alimentación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se estima abastecer el 100% de la demanda requerida.</li> </ul>
KITS DE CONVERSIÓN A GAS NATURAL VEHICULAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Parque automotor nacional.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se estima abastecer el 100% de la demanda.</li> </ul>
MADERA ASERRADA	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Se estima cubrir el 100% de la demanda nacional.</li> </ul>
BOMBILLOS AHORRADORES DE ENERGÍA	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> <li>▶ CORPOELEC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bombillos ahorradores: 100%.</li> </ul>

## GRANDES PROYECTOS

### BASES PETROINDUSTRIALES SOCIALISTAS (BPISOS)

Se definen como un polígono industrial, en un espacio específico del territorio, cuyo metabolismo se caracteriza por un alto nivel de integración y sinergia, basado en una especialización productiva que permite desarrollar las potencialidades regionales, para ofrecer bienes y servicios a la industria petrolera con miras a consolidar un nuevo modelo de producción, distribución y consumo regido por principios, valores y categorías socialistas, bajo la hegemonía de la propiedad social de los medios de producción.

#### BASES PETROINDUSTRIALES SOCIALISTAS (BPISOS)

- 1 **BPISO Chaguaramas** (Servicios a Pozos)
  - 2 **BPISO Palital** (Metalmecánica)
  - 3 **BPISO Soledad** (Química y Servicios)
  - 4 **BPISO San Diego de Cabrutica** (Servicios Especializados a Refinación)
  - 5 **BPISO Santa Rita** (Química y Servicios)
- Áreas de Influencia de las BPISOS en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías



### COMPLEJOS INDUSTRIALES

Grupo de fábricas con una orientación especializada, ubicadas en una misma localidad, con servicios comunes y capacidades productivas complementarias entre sí.

#### COMPLEJOS INDUSTRIALES

- A** **COMPLEJO INDUSTRIAL COSTA ORIENTAL DEL LAGO**  
Inversión: 322 MMUS\$  
Año de culminación: 2019  
Empleos directos: 955
- B** **COMPLEJO INDUSTRIAL CIUDAD CARIBIA**  
Inversión: 162 MMUS\$  
Año de culminación: 2019  
Empleos directos: 2.160
- C** **COMPLEJO INDUSTRIAL PARIAGUÁN**  
Inversión: 300 MMUS\$  
Año de culminación: 2019  
Empleos directos: 850

### DESAFÍOS

- Dentro del marco del Plan de la Patria 2013-2019, ser pieza fundamental en el desarrollo industrial en las áreas de manufactura, minería, construcción e industria, que forman parte de los 11 motores delineados por nuestro Presidente Nicolás Maduro.
- Desarrollar las cinco BPISOS en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, especializadas por sectores productivos: metalmecánica, servicios a pozos, químicos y servicios de refinación.
- Consolidar la línea estratégica de manufactura dentro del Conglomerado Nacional Industrial Petrolero (CNIP).
- Implantar complejos industriales en zonas de influencia de PDVSA y donde la escala no permita crecer al nivel de base petroindustrial.
- Desarrollar la explotación minera bajo un esquema soberano de máximo aprovechamiento de los recursos minerales dentro del marco del Plan de la Patria.
- Avanzar hacia una conciencia de clase unitaria dentro del colectivo de trabajadores y trabajadoras que permita la plena identificación con su fábrica.

- Consolidar las cadenas de suministro de materias primas e insumos que garanticen las operaciones de producción con entregas oportunas.
- Elevar los niveles de eficiencia de las unidades productivas para el máximo aprovechamiento de las capacidades operativas.
- Consolidar CONSTRUFAJA como centros de almacenamiento y suministro de materiales, equipos y servicios asociados a la explotación petrolera en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.
- Fortalecer la exportación con énfasis para los países miembros del MERCOSUR, ALBA y PETROCARIBE.



## ▶ PDVSA SERVICIOS, S.A.

Esta filial se constituye a fin de garantizar los servicios de ingeniería especializada en las áreas de operaciones y mantenimiento de taladros, sísmica exploratoria y de producción; registros eléctricos y servicio direccional; fluidos de perforación y completación; cementación y estimulación de pozos de petróleo y gas; mediante la ejecución de activida-

des de perforación, rehabilitación y servicios, en armonía con el ambiente y con un alto sentido humanista. Asimismo, tiene la misión de proveer a nuestros clientes, servicios petroleros, acuáticos y de salud, mediante la aplicación de los más exigentes estándares internacionales de calidad, con respuesta oportuna, contribuyendo con el desarrollo sustentable y sostenible del país.

### ▶ PDVSA SERVICIOS PETROLEROS, S.A. (PSPSA)

Es uno de los actores principales en el proceso de implementación de los planes de producción de petróleo y gas, a través de la prestación de servicios de perforación, rehabilitación y servicios especializados a pozos que permitan el cumplimiento de los objetivos operacionales de PDVSA en el ámbito nacional e internacional, con los niveles de seguridad requeridos y costos óptimos, en armonía con el ambiente y las comunidades.

Asimismo, suministran servicios especializados de geofísica y geodesia con el objeto de dar soporte a la actividad de exploración para el descubrimiento e incorporación de reservas que aseguren las metas volumétricas establecidas en planes de mediano y largo plazo.

Las áreas de operación en el ámbito nacional se encuentran emplazadas en tres regiones: Región Occidente que abarca los estados Zulia, Trujillo y Falcón (ambiente lacustre y terrestre); Región Faja en los estados Apure-Barinas, Guárico y Anzoátegui-Monagas (ambiente terrestre); Región Oriente en los estados Anzoátegui-Monagas (ambiente terrestre) y Sucre (ambiente costa afuera). Adicionalmente, se tienen actividades operativas a nivel internacional en las Repúblicas de Ecuador, Bolivia y Cuba.

Los principales productos y servicios de la Filial están orientados hacia las siguientes actividades:

- Construcción de pozos: abarca las operaciones de perforación y completación de pozos productores e inyectores de petróleo y gas.
- Reparación, rehabilitación y servicio a pozos: orientado a la habilitación de zonas productoras existentes para remover obstrucciones mecánicas en el pozo o de flujo del yacimiento. Cierre y apertura de nuevas zonas de producción o inyección del pozo.
- Servicios especializados: abarcando los servicios complementarios asociados a la perforación, completación, reparación y rehabilitación de pozos.
- Geofísica y geodesia: actividad orientada a la adquisición y procesamiento de información relacionada con proyectos de sísmica 2D y 3D.

A continuación se presentan los resultados operacionales obtenidos por la filial PDVSA Servicios Petroleros, S.A. para el 2013 y su comparación con el año 2012.

### PARQUE DE TALADROS OPERATIVOS FIN DE PERIODO (F/P)

Durante la gestión 2013, se reforzaron las acciones dirigidas a la adquisición de taladros propios para cubrir los requerimientos de la Corporación y los compromisos internacionales.

El parque de taladros operativos destinados a la generación y mantenimiento de producción en el ámbito nacional se ubicó en 369 a final del período

(Faja: 187; Occidente: 113 y Oriente: 69) vs. 375 en el año 2012. Adicionalmente, para atender compromisos internacionales adquiridos, se encuentran cinco taladros en Ecuador y un taladro en Bolivia, para un total de seis taladros propios operativos a nivel internacional. A continuación se presenta el balance de taladros fin de período para los años 2012 – 2013:



A continuación se presenta el balance de taladros para los años 2012 – 2013:

### PARQUE DE TALADROS FIN DE PERIODO (F/P) AÑO 2012 VS. 2013

AÑO 2012 VS. 2013

N° DE TALADROS OPERATIVOS	AÑO 2013			AÑO 2012		
	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL
Región Faja	97	90	187	90	104	194
Región Occidente	56	57	113	61	53	114
Región Oriente	26	43	69	25	42	67
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>179</b>	<b>190</b>	<b>369</b>	<b>176</b>	<b>199</b>	<b>375</b>
Bolivia	1	-	1	1	-	1
Ecuador	5	-	5	5	-	5
<b>TOTAL INTERNACIONAL</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>6</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>185</b>	<b>190</b>	<b>375</b>	<b>182</b>	<b>199</b>	<b>381</b>

En resumen, la Filial cuenta con 375 Taladros Operativos a Fin de Periodo, de los cuales 185 taladros son propios y 190 contratados, lo que refleja un incremento en la relación de taladros propios vs. contratados al pasar de 47,8% en el año 2012 a 49,3% en el año 2013, alineado con la estrategia de lograr autonomía e independencia operacional mediante la incorporación de taladros al parque de equipos pro-

prios que permitan revertir la relación de taladros propios vs. contratados a 70/30, en el mediano plazo.

Para el año 2013, la Filial PDVSA Servicios Petroleros S.A. dispuso de un parque de Taladros Operativos Nacionales que se ubicó en 369, de los cuales 322 se encontraban activos, representando un esfuerzo de 300,8 Taladros Año (T/A)

### TALADROS ACTIVOS FIN DE PERÍODO (F/P) 2009 – 2013

A diciembre 2013, en el ámbito nacional se alcanzó una cifra sin precedentes en la cantidad de taladros activos fin de periodo, ubicándose en 322 taladros activos vs. 281 taladros en el año 2012.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos por actividad, desde el año 2009:

#### TALADROS ACTIVOS FIN DE PERIODO

TALADROS ACTIVOS FIN DE PERÍODO	ENERO - DICIEMBRE				
	2009	2010	2011	2012	2013
Perforación	71	107	116	124	149
RA-RC	40	66	49	57	65
Servicios	46	60	79	100	108
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>157</b>	<b>233</b>	<b>244</b>	<b>281</b>	<b>322</b>



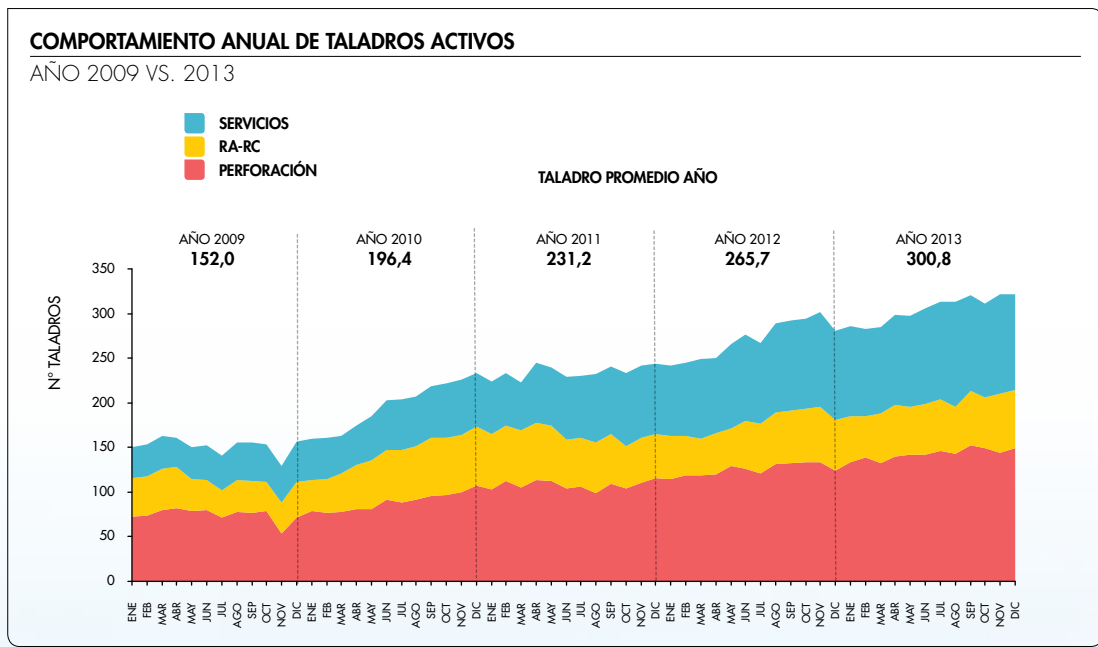




## COMPORTAMIENTO TALADROS AÑO ACTIVO PROMEDIO (T/A) 2009 - 2013

Durante los últimos 5 años, se ha logrado un crecimiento sostenido de los taladros promedio, pasando de 152,0 T/A en el 2009; 196,4 T/A en el 2010; 231,2 T/A en el 2011, 265,7 T/A en el año 2012 y 300,8 T/A en el año 2013, que representa un incremento de 97,89% de taladros en el año 2013 vs. 2009 y un 13,21% de taladros en el 2013 vs. 2012

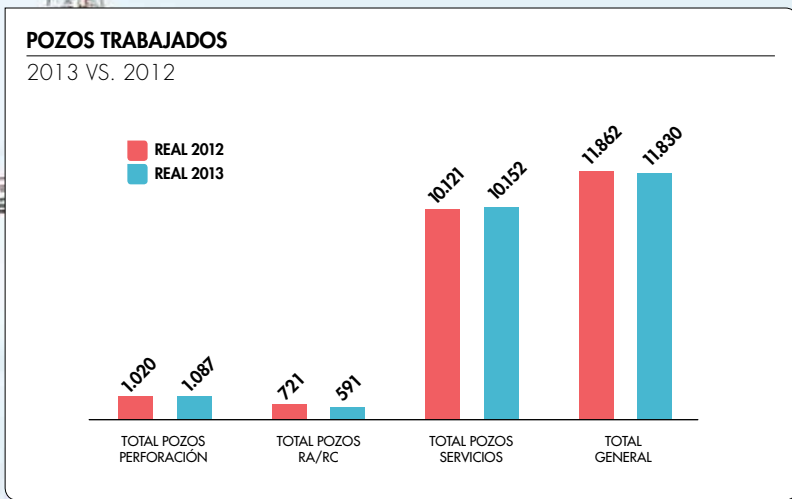
A continuación se presenta el comportamiento de taladros:



## POZOS TRABAJADOS

La disponibilidad operativa de taladros permitió ejecutar un total de 11.830 trabajos a pozos (Faja: 7.554, Occidente: 3.966, Oriente: 125, PDVSA Gas: 185), que representa una disminución de 0,27% con respecto al cierre de diciembre de 2012 y un cumplimiento global en el año 2013 de 98,9% con respecto a las propuestas recibidas de los Negocios (11.961 trabajos).

A continuación se presenta gráfico comparativo:



## TRABAJOS DE SUBSUELO

Al cierre de diciembre 2013, se atendieron 11.673 trabajos de subsuelo (Faja: 1.762, Occidente: 2.842, Oriente y PDVSA Gas: 7.069), incrementando en 4,2% (469 trabajos) con respecto a 11.204 trabajos de subsuelo realizados en el año 2012.

### TRABAJOS DE SUBSUELO 2013 VS. 2012

NEGOCIO	TIPO DE ACTIVIDAD	REAL 2012	REAL 2013
REGIÓN FAJA	GUAYA FINA	604	684
	ESTIMULACIÓN	489	895
	COILED TUBING	161	169
	GUAYA ELECTRICA REGISTROS	4	4
	GUAYA ELECTRICA CAÑONEO	1	9
	SNUBBING	-	1
<b>TOTAL DEP FAJA Y NUEVOS DESARROLLOS</b>		<b>1.259</b>	<b>1.762</b>
REGIÓN OCCIDENTE	GUAYA FINA	2.303	1.815
	ESTIMULACIÓN	426	455
	COILED TUBING	254	261
	GUAYA ELECTRICA REGISTROS	95	52
	GUAYA ELECTRICA CAÑONEO	122	128
	SNUBBING	93	131
<b>TOTAL DEP OCCIDENTE</b>		<b>3.293</b>	<b>2.842</b>
REGIÓN ORIENTE	GUAYA FINA	1.283	1.303
	ESTIMULACIÓN	125	50
	COILED TUBING	458	526
	GUAYA ELECTRICA REGISTROS	185	288
	GUAYA ELECTRICA CAÑONEO	318	394
	SNUBBING	27	10
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	-	75
<b>TOTAL DEP ORIENTE</b>		<b>2.396</b>	<b>2.646</b>
PDVSA GAS	GUAYA FINA	2.428	2.471
	ESTIMULACIÓN	463	439
	COILED TUBING	72	187
	GUAYA ELECTRICA REGISTROS	9	15
	GUAYA ELECTRICA CAÑONEO	-	235
	SUABO	850	842
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	434	234
<b>TOTAL PDVSA GAS</b>		<b>4.256</b>	<b>4.423</b>
TOTAL NACIÓN	GUAYA FINA	6.618	6.273
	ESTIMULACIÓN	1.503	1.839
	COILED TUBING	945	1.143
	GUAYA ELECTRICA REGISTROS	293	359
	GUAYA ELECTRICA CAÑONEO	441	766
	SNUBBING	120	142
	SUABO	850	842
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	434	309
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>11.204</b>	<b>11.673</b>



## GEOFÍSICA Y GEODESIA

A continuación se presentan los resultados en las actividades de adquisición y procesamiento de datos en los servicios de Geofísica y Geodesia:

### ▶ ADQUISICIÓN DE DATA SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL

Se culminaron cinco proyectos y la consolidación de un total de adquisición de data sísmica 3D (terrestre y marina) de 2.461,82 km<sup>2</sup> y data sísmica 2D (marina) de 601,2 km lineales. Asimismo, se encuentran en progreso tres proyectos, de los cuales dos se estima finalicen en el año 2014. A continuación se detallan:

#### PROYECTOS DE ADQUISICIÓN DE DATA SÍSMICA

CLIENTE	PROYECTO	REGIÓN	2013	FECHAS	
			REAL	INICIO	FIN
PROPIA	GEOFÍSICA DE ALTA RESOLUCIÓN/ RÓBALO/ BARRACUDA 2D	COSTA AFUERA	379,20	16/05/13	31/05/13
LAKEMAX	GEOFÍSICA SUPERFICIAL / RÓBALO/ BARRACUDA 2D	COSTA AFUERA	222,00	04/06/13	12/06/13
PDVSA BOLIVIA	IÑAU 2D	BOLIVIA	-	19/10/13	31/03/14
<b>ADQUISICIÓN 2D TERRESTRES / MARINOS ADQUIRIDOS (km<sup>2</sup>)</b>			<b>601,20</b>		
PDVSA CUBA	GUANAHACABIBES 3D (MARINO)	CUBA	1.640,00	12/05/13	13/07/13
PRODUCCIÓN	PÁEZ MINGO 3D	FPO	157,50	05/12/12	30/04/13
PETROCARABOBO	RIO CLARO 10 M 3D	FPO	222,32	02/05/12	31/05/14
PETROURICA	HUYAPARI 11 M 3D	FPO	90,00	19/11/12	31/01/14
PETROURICA	EL DESTINO 11 M 3D	FPO	352,00	24/09/12	24/11/13
<b>ADQUISICIÓN 3D TERRESTRES / MARINOS (km<sup>2</sup>)</b>			<b>2.461,82</b>		

▶ Proyectos concluidos

### ▶ PROCESAMIENTO DE DATA SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL

Se culminaron cinco proyectos y un total en procesamiento de data sísmica 2D de 1.000 km y 3D de 3.374,50 km<sup>2</sup>. Asimismo, se encuentran en progreso cuatro proyectos, los cuales se estima finalicen en el año 2014. A continuación se detallan:

#### PROYECTOS DE PROCESAMIENTO DE DATA SÍSMICA

CLIENTE/NEGOCIO	PROYECTO	REGIÓN	REAL 2013		FECHAS	
			km / km <sup>2</sup>	REGISTROS	INICIO	FIN
EXPLORACIÓN	RÓBALO 10L 3D	COSTA AFUERA	433,00	91.683	16/01/12	28/02/13
EXPLORACIÓN	BARRACUDA 10G 3D	COSTA AFUERA	1.850,00	297.739	11/08/11	28/02/13
PRODUCCIÓN	PÁEZ MINGO 3D	FPO	157,50	7.500	01/04/13	01/10/13
EXPLORACIÓN	BARINAS ESTE 3D	FPO	934,00	23.940	23/05/12	30/10/13
PETROMACAREO	EL VEDERO 10M 3D	FPO	-	53.520	01/08/02	31/01/14
PRODUCCIÓN	VOLUMEN INTEGRADO SANTA BÁRBARA 3D	ORIENTE	-	70.632	07/05/12	01/08/14
PRODUCCIÓN	VOLUMEN INTEGRADO JUSEPIN COTOPERI 3D	ORIENTE	-	26.197	07/05/12	01/08/14
<b>PROCESAMIENTO 3D TERRESTRES / MARINOS (km<sup>2</sup>)</b>			<b>3.374,50</b>	<b>420.862</b>		
PDVSA CUBA/ EXPLORACIÓN	YUCATAN ALTA RESOLUCIÓN 2D	CUBA	1.000,00	30.500	02/01/12	31/03/13
PDVSA CUBA/ EXPLORACIÓN	YUCATAN ALTA RESOLUCIÓN EXTENSIÓN 2D	CUBA	-	10.935	01/03/13	31/01/14
<b>PROCESAMIENTO 2D TERRESTRES / MARINOS (km)</b>			<b>1.000,00</b>	<b>30.500</b>		

▶ Proyectos concluidos

## CONFORMACIÓN DE EMPRESAS DE CAPITAL MIXTO (ECM)

A fin de asegurar en el corto y mediano plazo la Soberanía Económica y Tecnológica en el área de, servicios especializados a pozos, operación y mantenimiento de taladros, y saneamiento ambiental, el Plan de Conformación de ECM 2013 contempla 13 casos para establecer alianzas con socios estratégicos, de los cuales se logró completar en un 76% 4 ECM y avanzar un 48% en la conformación de otras 9 ECM.

La ejecución real de las 4 ECM a conformar es de:

- (92%) ECM con Schlumberger - Aliaven Servicios Petroleros, S.A.
- (82%) ECM con Organismo de Integración - Petrovenezolana De Servicios R.S.
- (69%) ECM con Alex Advanced Logging And Explosives, S.A.
- (61%) ECM con Proambiente, S.A.

A continuación se presentan las acciones relacionadas:

- Avance en la conformación de cuatro ECM (tres empresas nacionales y una internacional), con mayoría accionaria del 60% por PSPSA, a fin de contribuir al incremento de la oferta de equipos y servicios especializados a pozos.

- Se firmó el convenio de asociación y alianza estratégica y comercial con el Organismo de Integración Petrovenezolana de Servicios, RS (OIPVS), la cual es una cooperativa integrada por 10 EPS con un total de 210 asociados capacitados por PDVSA CVP en el marco del Programa Socialista de Gerencia Petrolera, con la finalidad de conformar la ECM Petrovenezolana de Servicios, S.A.
- En el mes de junio fue suscrito con la ECM VENCANA, el contrato macro de arrendamiento de Equipos de Tecnología Especializados MWD/LWD y el de Servicios Profesionales Especializados de Operaciones, en el área de perforación direccional.
- Se culminó la adquisición de cinco set de herramientas de perforación direccional, necesarias para las operaciones de la ECM VENCANA.
- Se firmó un memorándum de entendimiento entre PSPSA y CPVEN Oil Services Venezuela, SL, para ejecutar un estudio conjunto donde se evaluará la posibilidad y factibilidad de desarrollar proyectos en las líneas críticas de servicios especializados a pozos (cementación, tubería continua, unidad hidráulica).

## ACTIVIDAD INTERNACIONAL

ACTIVIDAD INTERNACIONAL	AVANCES
<p>Acuerdo Interinstitucional en el sector energético suscrito el 23/01/2006, entre los Gobiernos de Bolivia y Venezuela</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El taladro PDV – 08 está operando en el pozo exploratorio del campo Timboy (TBY-X2), realizando la perforación del Hoyo Piloto.</li> </ul>
<p>Alianzas para el crecimiento económico y social equilibrado entre la República de Cuba y la República Bolivariana de Venezuela (Proyecto del segundo pozo exploratorio en aguas ultra profundas ubicado en Cuba)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaboración de Ingeniería Conceptual con un avance del 31%, considerando la revisión de modificaciones a las normativas internacionales para el desarrollo de proyectos en aguas ultra profundas.</li> <li>• En proceso procura de materiales, incluyendo tubulares de gran diámetro.</li> <li>• Estudios de mercado para personal especializado y volumetrías de contratos de inspección y mantenimiento de herramientas y tubulares en Cuba, entre otros.</li> <li>• Avance de 52% en la logística operacional marina y 27% logística aérea.</li> <li>• Elaboración de procedimientos de movilización de equipos de gran tamaño para eventos mayores (35%), reestructuración de plan específico de SIAHO (50%), requisitos SIHO de logística marina (42%), planeación de pozo (31%).</li> </ul>
<p>Acuerdo para la Instrumentación de la Cooperación en el Sector Energético entre el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería de la República Bolivariana de Venezuela y el Ministerio de Energía y Minas de la República del Ecuador</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se completo un parque de 5 taladros de perforación de 2000 HP (PDV-80, PDV-81, PDV-79, CPV-16, CPV-23), con tecnología de punta y personal especializado, los cuales se encuentran operando en el Campo Sacha en conjunto con la Empresa Mixta Rio Napo, en 2013 se perforaron 46 pozos.</li> </ul>



## ▶ PDVSA OPERACIONES ACUÁTICAS, S.A.

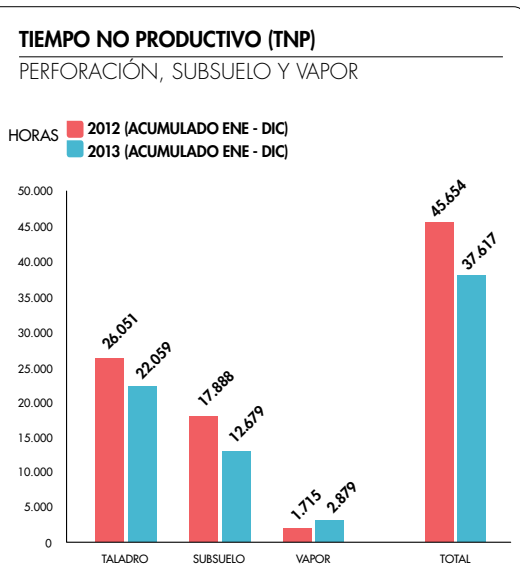
Es la filial encargada de garantizar el suministro de embarcaciones y servicios en apoyo a las actividades de producción de crudo y gas que ejecutan Exploración y Producción, Empresas Mixtas y Terceros.

Como parte de la gestión de la filial en la consecución de sus objetivos estratégicos se señalan, en líneas generales, los siguientes logros:

- Incorporación de 52 lanchas nuevas para la flota liviana, 35 lanchas de transporte de personal, 15 lanchas de buceo y 2 super rápidas para las actividades de producción de crudo y patrullaje en el Lago de Maracaibo.
- Incorporación de la Gabarra autopropulsada Manuela Sáenz con posicionamiento dinámico (DPS2), sistema operacional de alta tecnología y desempeño para el tendido, reparación y reemplazo de secciones de líneas sub-lacustres, como parte del Plan de Modernización de la Flota de Operaciones Acuáticas, con un rendimiento de 160% por encima de las gabarras convencionales.
- Puesta en marcha de nueva draga de corte nombrada "Bolivariana I" para acelerar el plan de dragado, recuperación y mejoramiento de las profundidades de las dársenas, remoción de sedimentos y escombros de los muelles PDVSA ubicados en la Costa Occidental y Oriental del Lago de Maracaibo.
- Incremento del 8% de la flota liviana, aumentando de 340 a 367 lanchas operativas promedio al cierre de diciembre 2013 con respecto al año 2012, como resultado de la incorporación de 91 unidades, lo cual representó el 27% de renovación de la flota.
- Incremento del 2% de la flota pesada, aumentando de 105 a 107 la flota pesada promedio al cierre de Diciembre 2013 con respecto al año 2012, como resultado de acciones de mantenimiento mayor.

- Incremento del 24% en las filtraciones corregidas de crudo y gas, aumentando de 7.652 a 9.501 al cierre de diciembre 2013 en comparación con el año 2012.
- Reducción del 18% de los tiempos no productivos en los servicios prestados a logística lacustre en el 2013 con respecto al 2012.
- Se ejecutaron un total de 19.774 actividades de servicios de mantenimiento a facilidades de producción.
- En 2013 se efectuó el tendido de tubería a 572 pozos con una producción asociada de 70,9 MBD, 112,5 MMPCD, equivalentes a 782 Km de tubería flexible, a través de tres embarcaciones multipropósito: "4 de Febrero", "General Muller Rojas" y "07 de Octubre", representando un incremento del 57% con respecto al año 2012.

- Incorporación de 39 lanchas en el marco del plan de mantenimiento mayor de flota liviana niveles IV y V para cubrir la demanda operacional.
- Incorporación de seis buques (3 remolcadores, 2 barcazas y 1 gabarra de boyado) en el marco del plan de mantenimiento mayor de flota pesada, en aras de satisfacer el nivel de servicio requerido.





- En 2013, se recibieron en almacén, vía procura, 306 motores diesel marinos (247 para flota liviana y 59 para flota pesada) con el propósito de apalancar los mantenimientos mayores de las embarcaciones, con una inversión asociada de 27,57 millones de dólares.
- Reacondicionamiento general del Ferry Coquivacoa, con capacidad para 120 pasajeros, el cual cubre la ruta entre Isla de Toas, en el municipio Almirante Padilla y el municipio Mara del estado Zulia. Esta actividad de interés social fue realizada en conjunto con la Corporación Zuliana de Turismo (Corzatur).
- Reparación del Catamarán "El Chiquinquireño", que tiene capacidad para transportar 160 pasajeros, lo que permitirá ofrecer un servicio social integral a

las diferentes comunidades que hacen vida lacustre, además de actividades y eventos turísticos por el Lago de Maracaibo. Esta actividad fue desarrollada en conjunto con la Alcaldía del Municipio San Francisco, estado Zulia.

- Instalación de 67 equipos de localización y navegación (UAIS) para alcanzar un total de 565 embarcaciones de PDVSA que operan en el Lago de Maracaibo, cuya localización en tiempo real puede obtenerse en la sala de control del Centro de Operaciones Acuáticas en Línea (COAL) ubicada en el Muelle Tía Juana.
- Proyecto Rutas Seguras de Navegación en el Lago de Maracaibo, para lo cual se realizaron inspecciones subacuáticas con equipos geofísicos para el establecimiento de rutas seguras de navegación entre muelles principales, y ya fueron elaborados un total de 25 rutas a través de 26 levantamientos topográficos planialtimétricos y 19 levantamientos batimétricos de los muelles, generando los planos en distintos tamaños y folletos informativos, que incluyen las condiciones de acceso a cada muelle y sus características principales.

#### PROYECTOS PDVSA OPERACIONES ACUÁTICAS, S.A.

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
<b>ADECUACIÓN DEL SISTEMA DE DESPACHO Y FISCALIZACIÓN DE COMBUSTIBLE GASOIL EN EL MUELLE TÍA JUANA PERTENECIENTE A LA FILIAL OPERACIONES ACUÁTICAS</b>	Desarrollar la solución integral que permita la fiscalización del sistema de recibo, despacho y consumo de combustible (gasoil) en el Muelle Tía Juana perteneciente a la filial OAAA de PDVSA Occidente enfocado en el análisis de tres sistemas : Aguas Oleosas, Aguas de Servicios y Suministro de Combustible Gasoil, optimizando las facilidades requeridas y la capacidad de almacenamiento para la mejora de las actividades operacionales que ejecuta la filial.	<p><b>Avance Global de 70,62%.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gabarra L360, en proceso Procura Internacional y por iniciar el proceso de contratación.</li> <li>Muelles Simón Bolívar y Bachaquero I, en fase de definición con 98% de avance en el desarrollo de la ingeniería e inicio de proceso de procura con CITGO.</li> <li>Muelle Alí Primera, en fase de definición, se realizó el levantamiento para dar inicio al desarrollo de la ingeniería, 8% de avance.</li> </ul>
<b>PROYECTOS DE MANTENIMIENTO 2013 FLOTA LIVIANA Y PESADA</b>	Realizar mantenimientos programados nivel IV y V de la flota liviana y pesada a través de esfuerzo propio acuerdos de servicios interfiliar y contratos con terceros.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se han incorporado 6 unidades para la flota pesada mediante la ejecución de los mantenimientos niveles IV y V a través de esfuerzo propio y en conjunto con entes externos.</li> </ul>
<b>DESARROLLO DE UNA PLATAFORMA TECNOLÓGICA PARA LA LOGÍSTICA Y SEGURIDAD DEL TRÁFICO ACUÁTICO</b>	Desarrollar una plataforma tecnológica para el apoyo a la gestión de programación, localización, tráfico y seguridad acuática en el Lago de Maracaibo con tecnología de última generación que garantice el adecuado seguimiento y control de las embarcaciones; así como también el monitoreo constante de las condiciones climáticas y operacionales de los equipos, basándose en las normas y procedimientos establecidos por la organización, entes nacionales e internacionales.	<p><b>16% de Avance Global.</b></p> <p><b>Sistema de Control de Acceso:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Muelles RU, SB, AP y BCH: En Proceso de inicio de contratación. Avance: 18%</li> <li>Muelles AJS, PG, ZU, ICA, IIB en elaboración de ingeniería. Avance: 81,6%</li> </ul> <p><b>Sistema de Video Vigilancia:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Muelle Simón Bolívar: En desarrollo de ingeniería.</li> <li>Muelles SU, JFL, LS, SF, MS: Iniciados los levantamientos para el desarrollo de la Ingeniería.</li> </ul>
<b>IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PROTECCIÓN FÍSICA EN LOS MUELLES DE OPERACIONES ACUÁTICAS OCCIDENTE</b>	Consiste en la adecuación de infraestructura (Cercado, Iluminación), Subsistema de Control de acceso, Subsistema de detección de intrusos, Subsistema de video vigilancia, y Subsistema de control de pérdida de activos.	<p><b>49% de Avance global.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Instalados Equipos SUJA en 565 embarcaciones, incluyendo Gabarras L-3957 y GP-01 destinadas al transporte de gasoil y 15 Lanchas nuevas, recibidas como parte del Plan de Adquisición de Embarcaciones.</li> <li>Adecuación del edificio Simón Bolívar. Avance de 8,16%.</li> <li>Definición. Avance 3%. Solicitud de oferta económica de la ingeniería para la construcción del CECAM.</li> </ul>
<b>PROYECTOS DE ADQUISICIÓN DE FLOTA LIVIANA</b>	Adquisición de flota liviana (lanchas buzos, transporte de personal, apagafuegos y masivas), con la finalidad de prestar oportunamente los servicios requeridos con calidad y eficiencia.	<p><b>5% de Avance global.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Completada la propuesta para el Reordenamiento del Muelle Comandante Supremo Hugo Chávez.</li> <li>Elaborado DSO para el desarrollo de la ingeniería del proyecto.</li> </ul>



## ▶ PDV SERVICIOS DE SALUD, S.A.

Tiene como objeto fundamental la administración del Programa de Salud de PDVSA, de las instalaciones hospitalarias y clínicas industriales, contratación de servicios de salud con terceros y administración de planes de salud, planes de contingencias médicas, adquisición de medicamentos e insumos médicos, manejo de farmacias y ejecución de convenios nacionales e internacionales.

Durante el año 2013, PDV Servicios de Salud, focalizó sus esfuerzos en la administración y control del Hospital Coromoto ubicado en el estado Zulia – municipio Maracaibo; así mismo en la adquisición de medicamentos e insumos médicos, formación académica, científica del personal y la administración de los convenios nacionales e internacionales para la atención médica quirúrgica.

El Hospital Coromoto presta servicios en el área médico asistencial, cuyo objetivo está orientado en la búsqueda de brindar salud integral a la comunidad usuaria, siendo su misión: “Preservar y restituir la salud de los venezolanos en el marco de las políticas del Sistema Público Nacional de Salud, utilizando recursos de alto nivel tecnológico con personal calificado, donde se garantiza el derecho a la vida para el personal y familiares pertenecientes a PDVSA y la comunidad en general”.

Como parte de la gestión de la filial en la consecución de sus objetivos estratégicos, y con el propósito de elevar el Hospital Coromoto a un Centro Hospitalario de modelo de excelencia en servicios, tecnología de vanguardia y sentido humanístico, se señalan en líneas generales, los siguientes logros:

- Atendidos a una cantidad de 704.971 pacientes, a través de emergencias, cirugías ambulatorias, exámenes médicos, hospitalizaciones y servicios auxiliares.
- Dotación y reemplazo de equipos médicos quirúrgicos de última generación, suministro de medicamentos e insumo médicos, así como el mejoramiento del control de gestión hospitalaria y administrativa.
- Creación y puesta en funcionamiento de la Unidad de Cuidados Intensivos.

Significativos avances para la atención médica en los proyectos de:

- Sala de Hemodinamia: instalación de angiógrafo para la ejecución de procedimientos mínimamente invasivos en corazón y cerebro.
- Sustitución del resonador magnético.
- Modernización de los servicios de alimentación.
- Reestructuración del área de lavandería.
- Instalación de la Unidad de Otoneurología: primera en el país de carácter público y gratuito.
- Modernización y adecuación de los espacios de infraestructura para la atención médica.
- Quirófanos: instalación de dos torres de laparoscopia con sus pantallas auxiliares y una torre de artroscopia (cirugía ortopédica) con sus accesorios, que permitirá realizar cirugías complejas mínimamente invasivas. Quirófanos con Telemedicina: renovación tecnológica en tres quirófanos inteligentes en su primera fase, permitiendo la sistematización de los procesos quirúrgicos.
- Urología: Un Laser Homiun, el cual permite el mejoramiento de las técnicas urológicas.
- Adquisición de equipos médicos de diagnóstico.
- Traumatología, Ortopedia y Anatomía Patológica: adquisición de equipamiento de tecnología de vanguardia y de insumos médicos y material de osteosíntesis.
- Implementación de políticas de Hotelaría Hospitalaria para garantizar la comodidad de los usuarios en las instalaciones del Hospital.
- Activación del Comité Terapéutico y de Farmacovigilancia.





## ► PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A

Tiene por objeto proveer servicios de ingeniería y construcción a PDVSA y sus filiales, Empresas Mixtas y al Estado venezolano, dentro y fuera del país, mediante la gerencia y ejecución de proyectos y obras en todas sus fases, aplicando la experiencia de nuestra gente, con tecnología de vanguardia, asegurando una gestión humanista, productiva, con criterio de mejoramiento continuo, coadyuvando al desarrollo social y en armonía con el ambiente.

### LOGRO GENERAL

Esta filial ha atendido de manera simultánea más de 50 proyectos mayores, agrupados en petroleros (FPO Hugo Chávez Frías, Comercio y Suministro, Refinación, Exploración y Producción) y no petroleros, que incluyen la gerencia e inspección de los desarrollos habitacionales de la GMVV realizados a través de convenios internacionales, y grandes proyectos de infraestructura urbana nacional.

A continuación se destacan los proyectos más relevantes:

#### LOGROS PROYECTOS PETROLEROS

<b>FASE DE VISUALIZACIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planta termoeléctrica en base a coque en Jose y Junín.</li> <li>Planta termoeléctrica, base carbón, en el estado Zulia, y se inició la fase de conceptualización.</li> <li>Sistema de distribución de combustibles La Fría-San Cristóbal, componente del proyecto Suministro Mérida-Táchira (SUMETA).</li> <li>Oleoducto de la FPO Hugo Chávez Frías hasta el Pacífico Colombiano. Se continúa con la fase de conceptualización.</li> <li>Oleoducto de la FPO Hugo Chávez Frías hasta las refineras Batalla Santa Inés, El Palito y CRP. Se continúa con la fase conceptualización.</li> </ul>
<b>FASE DE CONCEPTUALIZACIÓN</b>	Unidad de recuperación de diluyente del mejorador Petromiranda. Se inició la fase de definición.
<b>FASE DE DEFINICIÓN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proyecto de expansión de producción de 105 a 165 MBD de la empresa mixta Petrolera Sinovensa. Se inició la ejecución de la fase de implantación.</li> <li>Autosuficiencia eléctrica para las plantas de distribución de combustibles y plantas para el suministro a aeropuertos, que representa un total de 21 subproyectos a escala nacional.</li> <li>Planta de distribución de combustibles de la zona oeste de la región capital.</li> <li>Instalaciones para el almacenamiento de diluyente Junín.</li> <li>Manejo en superficie de producción temprana División Junín.</li> <li>Secciones ambientales y de servicios del Mejorador Petrocarabobo.</li> </ul>

#### LOGROS PROYECTOS NO PETROLEROS

<ul style="list-style-type: none"> <li>Se construyeron 5.333 viviendas en el año 2013, desarrollos habitacionales de la GMVV donde PDVSA Ingeniería y Construcción ejecutó la gerencia e inspección de la construcción.</li> <li>Se completó la ingeniería de detalle del componente Túnel Baralt del proyecto Conexión Vial Avenida Boyacá con la Autopista Caracas-La Guaira.</li> <li>Se inició el proceso de construcción de los componentes Túnel Baralt, Distribuidor Macayapa y Viaducto Tacagua.</li> <li>Proyecto de emergencia del "Lago Los Tacarigua": las obras realizadas hasta ahora han permitido controlar el nivel del lago y evitar la inundación de los sectores aledaños.</li> <li>Se completó la ingeniería de detalle del Viaducto Occidental, la ingeniería básica y de detalle del Proyecto Puente Nigale en el Lago de Maracaibo.</li> </ul>
--





## ▶ PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.

Se conforma en el año 2008, como filial de PDVSA, orientada hacia el sector No Petrolero con el objetivo de desarrollar la infraestructura de carácter no industrial y social que se generó como requerimiento del Plan Siembra Petrolera. Posteriormente ha brindado apoyo en el cumplimiento de las metas de proyectos urbanísticos, construcción de viviendas y atención a comunidades que habitan en condiciones de vulnerabilidad, enmarcadas en la GMV.

En el año 2013, la filial ejecutó los siguientes proyectos:

- Se culminaron un total de 186 viviendas asociados a la GMV.
- Culminación de la adecuación del Galpón Bomberil y construcción de campo de adiestramiento San Silvestre, estado Barinas, con una población beneficiada de 150 personas y 100 empleos generados.
- Culminación de las casas de solteros en campos residenciales de PDVSA Gas Anaco I etapa, Municipio Anaco, estado Anzoátegui, con una población beneficiada de 12 personas y 17 empleos generados.
- Realizada en su totalidad la construcción de vivienda tipo resguardo para funcionarios de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana (FANB), en el municipio Obispo, estado Apure.
- Culminación de canchas de uso múltiple en la Unidad Educativa Anaco, estado Anzoátegui.
- Culminación de barreras tipo fortalezas en instalaciones de PDVSA Gas Anaco, estado Anzoátegui.



# COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS





LUISA CACERES DE ARISMENDI

  
PDVSA  
PDV MARINA



# GARANTÍAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013, ALGUNAS FILIALES DE PDVSA. TIENEN GARANTÍAS PARA LA TERMINACIÓN DE OBRAS RELACIONADAS CON ACUERDOS DE DEUDA Y FINANCIAMIENTO DE ASOCIACIONES EN PROYECTOS. LAS OBLIGACIONES DE GARANTÍAS QUE MANTIENE PDVSA, SE MUESTRAN A CONTINUACIÓN (EN MILLONES):

## OBLIGACIONES DE GARANTÍAS

COMPAÑÍAS	DÓLARES	BOLÍVARES	AÑO DE TERMINACIÓN
CITGO	6	38	2014
PDVSA Petróleo	32	200	2014

Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos, producto de garantías, no han sido significativos.

Durante los años 2013, 2012 y 2011, CITGO ha garantizado deudas de afiliadas, incluyendo cartas de crédito y financiamientos para adquisición de equipo de comercialización.

PDVSA Petróleo mantiene una fianza ambiental global suscrita con el MINAMB, la cual garantiza la ejecución de medidas ambientales en concordancia con la legislación vigente.

## ▶ ACUERDOS CON LA ORGANIZACIÓN DE PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP)



La República es miembro de la OPEP, organización dedicada principalmente al establecimiento de acuerdos en busca del mantenimiento de precios estables del petróleo crudo a través de la fijación de cuotas de producción. Hasta la fecha, la reducción en la producción de

petróleo crudo como resultado de cambios en las cuotas de producción de la OPEP, no ha tenido un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de PDVSA, su flujo de caja y sus resultados financieros.

## ▶ LITIGIOS Y RECLAMOS ARBITRAJE ANTE LA CÁMARA DE COMERCIO INTERNACIONAL (CCI)

### MOBIL CERRO NEGRO LTD

En diciembre de 2011, fue emitido por el Tribunal de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) un laudo en relación al arbitraje iniciado por Mobil Cerro Negro Ltd (filial de Exxon Mobil) en contra de PDVSA y PDVSA Cerro Negro, S.A. En el laudo se determinó una indemnización a favor de Exxon Mobil por aproximadamente \$907 millones (Bs.3.900 millones), lo que implicó el reconocimiento de una obligación de \$640 millones (Bs.2.752 millones) en los estados financieros consolidados del año 2011, adicional a los pasivos reconocidos previamente asociados con esta contingencia, la cual se presenta en el rubro de acumulaciones y otros pasivos al 31 de diciembre de 2011.

Del monto de la indemnización fueron descontados una serie de créditos reconocidos en el laudo a favor de PDVSA y el efectivo que se mantenía embargado en cuentas de PDVSA Cerro Negro en The Bank of New York Mellon. En febrero de 2012, PDVSA efectuó un pago definitivo a favor de Exxon Mobil por \$251 millones (Bs.1.079 millones).

### CONOCO PHILLIPS PETROZUATA Y PHILLIPS PETROLEUM COMPANY

En septiembre de 2012, fue dictado el laudo arbitral iniciado por Conoco Phillips Petrozuata B.V. y Phillips Petroleum Company Limited en contra de PDVSA, correspondientes a los proyectos Petrozuata y Hamaca. En el laudo se determinó una indemnización por \$67



millones (Bs.288 millones), en virtud de un documento de carácter privado, suscrito entre Conoco Orinoco Inc. y el presidente de la filial Maraven, S.A., mediante la cual ésta se obligaba a satisfacer de su propia producción cualquier requerimiento de recorte que pudiera afectar al proyecto Petrozuata. El monto de la indemnización fue cancelada por PDVSA en noviembre de 2012.

#### OTROS LITIGIOS Y RECLAMOS

Al 31 de diciembre de 2013, PDVSA está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por \$1.318 millones (Bs.8.303 millones). En opinión de la gerencia y sus asesores legales, la disposición final de estos reclamos no tendrá un efecto material adverso sobre la posición

financiera de PDVSA, los resultados de sus operaciones o su liquidez.

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en el rubro de provisiones, una estimación al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, por \$876 millones (Bs.5.519 millones), \$1.244 millones (Bs.5.350 millones) y \$1.097 millones (Bs.4.718 millones), respectivamente. A pesar que no es posible predecir la resolución final de estas demandas y reclamos, la gerencia, basada en parte en la recomendación de sus asesores legales, no considera que sea probable que pérdidas asociadas con los mencionados procedimientos legales, que excedan los estimados ya reconocidos, generen montos importantes para la situación financiera de PDVSA o en los resultados de sus operaciones.



#### ▶ CUMPLIMIENTO CON REGULACIONES AMBIENTALES



La mayoría de las filiales de PDVSA, tanto en Venezuela como en el extranjero, están sujetas a diversas leyes y reglamentos ambientales que requieren gastos significativos para modificar sus instalaciones y prevenir o subsanar los efectos ambientales del manejo de desechos y derrames de agentes contaminantes. En los Estados Unidos de América y Europa, las operaciones están sujetas a una serie de leyes y reglamentos federales, estatales y locales que pueden exigir a las compañías tomar acciones para subsanar o aliviar los efectos de la desactivación temprana de plantas o el derrame de contaminantes sobre el ambiente.

PDVSA ha invertido aproximadamente \$42 millones (Bs.265 millones) para completar la implementación del sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA). Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, a

través del cual se ejecutaron \$56 millones (Bs.241 millones) en el año 2013, en proyectos de adecuación ambiental y otras inversiones relacionadas con el ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de aproximadamente \$477 millones (Bs.3.005 millones) para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2014 y 2018. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 se mantienen provisiones para cubrir los costos de remediación de asuntos ambientales.

Adicionalmente, y como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental en relación con los pasivos que se generaron hasta el año 2004. Este plan tiene una duración de 12 años, a partir de su inicio en el año 2001 y contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones, equipos abandonados y a desmantelar; áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó los pasivos relacionados con el saneamiento y la restauración del ambiente y reconoció como gastos de operación en los resultados de los años 2013, 2012 y 2011, por \$130 millones (Bs.819 millones),

\$176 millones (Bs.756 millones) y \$217 millones (Bs.933 millones), respectivamente.

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (Environmental Protection Agency - EPA) y otras agencias reguladoras, que incluyen notificaciones bajo el Federal Clean Air Act y podría ser designada como parte potencialmente responsable (PRP), conjuntamente con otras compañías, con respecto a las localidades que se encuentran bajo el Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act (CERCLA). Estas notificaciones se están revisando y, en algunos casos, se están tomando acciones de recuperación. CITGO se encuentra comprometida con negociaciones para establecer acuerdos con los organismos mencionados anteriormente.

Es posible que existan condiciones que requieran de gastos adicionales en diversos lugares, incluyendo, pero no limitados, a los complejos operativos, estaciones de servicio y terminales de almacenamiento de petróleo crudo de PDVSA. La gerencia considera que estos asuntos, durante el curso normal de las operaciones, no tendrán efectos significativos con respecto a la situación financiera, la liquidez o las operaciones consolidadas de PDVSA.

# ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO





# RESUMEN EJECUTIVO

Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen, básicamente, del volumen de exportación de crudo y del nivel de precios de los hidrocarburos. Los factores determinantes en los resultados financieros y operacionales del año 2013, fueron los precios de exportación del crudo y sus productos, los desembolsos de inversión necesarios para alcanzar los niveles de producción, y los aportes y contribuciones para el desarrollo social, realizados principalmente mediante las contribuciones al Fondo Para el Desarrollo Nacional (FONDEN) y aportes a las misiones, programas sociales y planes de inversión social llevados a cabo por el Gobierno Nacional.

Históricamente, los miembros de la OPEP, han entrado en acuerdos para reducir la producción de crudo. Estos acuerdos han permitido estabilizar los precios globales de crudo, bajando la oferta global de producción. Desde el mes de julio del año 2005, hasta el mes de octubre del año 2006, el tope de producción asignado a la República Bolivariana de Venezuela por la OPEP era de 3.223 MBD. Entre noviembre y diciembre de 2006, se acordó en el seno de la OPEP un recorte estratégico de 1.700 MBD, y en septiembre de 2007, se acordó un incremento de 500 MBD para que la OPEP, sin incluir a las Repúblicas de Angola e Iraq, coloque en el mercado 27.253 MBD. Entre septiembre y diciembre de 2008, se acordó en reuniones extraordinarias de la OPEP una reducción de 4.200 MBD, de los cuales la cuota correspondiente para la República Bolivariana de Venezuela fue de 364 MBD, en fecha 10 de septiembre de 2008, 46 MBD, en fecha 24 de octubre de 2008, 124 MBD y en fecha 17 de diciembre de 2008, 189 MBD, entrando en vigencia este último recorte el 1° de enero de 2009 y manteniéndose durante el año 2012 y 2013.

En cuanto a los precios del crudo, estos estuvieron influenciados por diversos factores que resultaron en una tendencia de estabilización. En el año 2013, la cesta de exportación venezolana se ubicó en 98,08 US\$/Bl, representando una disminución de 5,34 US\$/Bl con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2012.

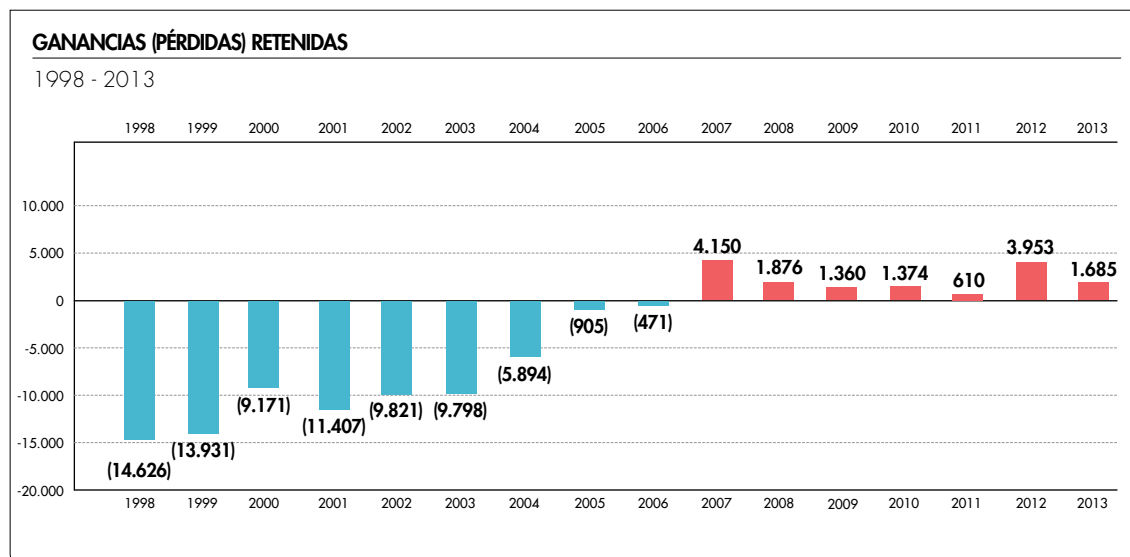
Al cierre del ejercicio económico del año 2013, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las ganancias no distribuidas de 1.685 millones de dólares, significativamente diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en el siguiente cuadro:



**COMPOSICIÓN/DETALLE DEL PATRIMONIO DE PDVSA**

MMU\$	2013	2012*	2011*	2010*	2009*	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Capital Social	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094
<b>GANANCIAS RETENIDAS</b>																
Reservas Legales y Otras	21.484	15.617	16.743	16.118	14.229	14.677	6.952	8.860	8.825	8.662	8.706	8.046	8.843	8.133	7.557	7.567
Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	1.685	3.953	610	1.374	1.360	1.876	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	(11.407)	(9.171)	(13.931)	(14.626)
Total Ganancias Retenidas	23.169	19.570	17.353	17.492	15.589	16.553	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte Adicional	-	3.243	3.243	5.243	7.243	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL PATRIMONIO ATRIBUIBLE AL ACCIONISTA</b>	<b>62.263</b>	<b>61.907</b>	<b>59.690</b>	<b>61.829</b>	<b>61.926</b>	<b>63.475</b>	<b>53.206</b>	<b>50.716</b>	<b>47.014</b>	<b>41.862</b>	<b>38.002</b>	<b>37.319</b>	<b>36.530</b>	<b>38.056</b>	<b>32.720</b>	<b>32.035</b>
<b>PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>	<b>22.223</b>	<b>10.579</b>	<b>9.939</b>	<b>9.367</b>	<b>9.067</b>	<b>8.038</b>	<b>2.856</b>	<b>2.387</b>	<b>81</b>	<b>67</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>84.486</b>	<b>72.486</b>	<b>69.629</b>	<b>71.196</b>	<b>70.993</b>	<b>71.513</b>	<b>56.062</b>	<b>53.103</b>	<b>47.095</b>	<b>41.929</b>	<b>38.002</b>	<b>37.319</b>	<b>36.530</b>	<b>38.056</b>	<b>32.720</b>	<b>32.035</b>

\* Saldo reestructurado. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.



# APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN



Los aportes fiscales pagados a la Nación en el ejercicio 2013 se ubicaron en 111.072 millones de bolívares, aumentando en 25.090 millones de bolívares; es decir 29% con respecto al año 2012, que fue de 85.982 millones de bolívares. A continuación se muestra un detalle de los aportes efectuados durante el año:

## APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

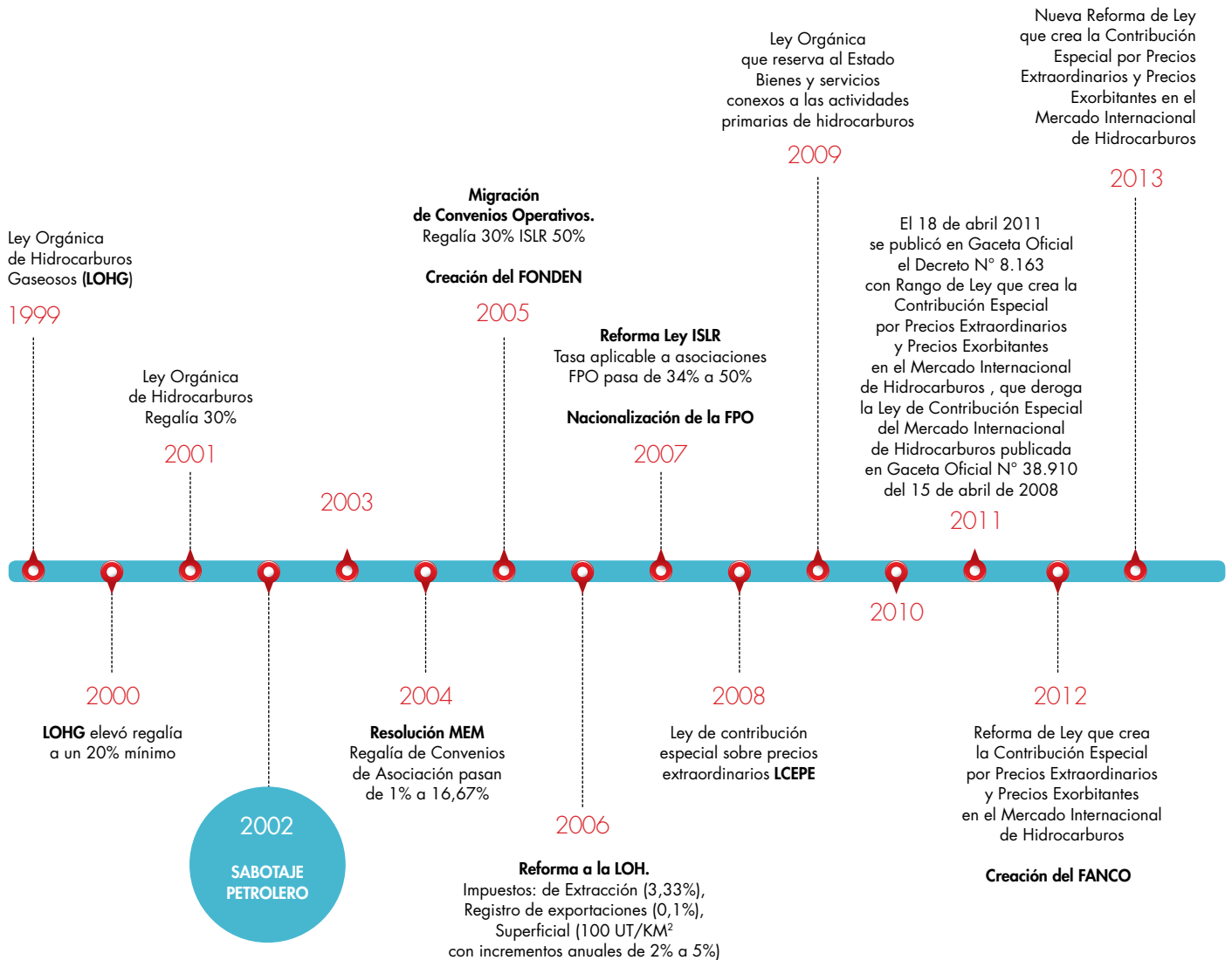
ÚLTIMOS CINCO AÑOS EXPRESADOS EN MILLONES DE BOLÍVARES

APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	2013	2012	2011	2010	2009
Regalía	70.866	50.549	53.632	39.879	31.820
Impuesto de Extracción	6.291	4.941	6.510	5.134	3.689
ISLR	26.643	23.765	16.888	8.973	12.947
Dividendos	6.000	6.000	4.300	4.300	4.300
Impuesto Superficial	1.025	562	387	404	340
Impuesto al Registro de Exportación	247	165	119	223	138
<b>TOTAL APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN</b>	<b>111.072</b>	<b>85.982</b>	<b>81.836</b>	<b>58.913</b>	<b>53.234</b>

**NOTA:** Las cifras mostradas en este cuadro corresponden a los pagos efectivamente realizados durante los años correspondientes, los cuales difieren ligeramente a los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en períodos diferentes al del pago.

En el gráfico siguiente se evidencian los beneficios que en materia impositiva ha recibido el Estado con el pleno control de las actividades primarias en el sector petrolero. Los rubros que reflejan mayor variación en materia fiscal son el ISLR, las Regalías y las ventajas especiales sobre los hidrocarburos, debido a la migración de los convenios operativos a empresas mixtas en las que el Estado mantiene una participación mayor al 50%. En este sentido, uno de los aportes más significativos suscitados de la conversión de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas ha sido la política de inversión social basada en la retribución de la riqueza proveniente de los hidrocarburos y dirigida a la ejecución de programas sociales y de desarrollo endógeno que permitan elevar la calidad de vida de las población venezolana.

**LEGISLACIÓN PETROLERA**



▶ **FONDO DE AHORRO NACIONAL DE LA CLASE OBRERA TRABAJADORA (FANCO)**

En fecha 31 de marzo de 2012 se emitió el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica N° 8.896, el decreto establece que el Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera se creará como una Empresa del Estado, bajo la forma de sociedad anónima, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, adscrito al Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de Finanzas.

▶ **CONTRIBUCIÓN ESPECIAL POR PRECIOS EXTRAORDINARIOS Y PRECIOS EXORBITANTES**

El 18 de abril 2011 se publicó en Gaceta Oficial el Decreto No. 8.163 con Rango de Ley que Crea La Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos que deroga La Ley de Contribución Especial del Mercado Internacional de Hidrocarburos publicada en Gaceta Oficial No. 38.910 del 15 de abril de 2008.

En fecha 27 de febrero de 2012 se publicó en Gaceta Oficial No. 39.871 una reforma de Ley que Crea La Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos.

En fecha 20 de febrero de 2013 se publicó en Gaceta Oficial No. 40.114 una nueva reforma de Ley que Crea La Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos, la cual modifica el tope para considerar los precios extraordinarios desde 70 US\$/Bl a 80 US\$/Bl.

### ▶ **IMPUESTO SOBRE LA RENTA**

La Ley de Impuesto sobre la Renta también establece una alícuota general de 50% para las compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas. Quedan sujetas a la alícuota de 34%, únicamente las empresas que realicen actividades integradas o no, de exploración y explotación del gas no asociado, de procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, o que se dediquen exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de crudo, pesados y extrapesados. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior es de 35%.

### ▶ **REGALÍA**

De conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos de mayo de 2006, la regalía se paga con base en el crudo producido y el gas natural procesado en Venezuela. Se establece una regalía de 30% sobre los volúmenes de hidrocarburo y gas natural producidos en áreas tradicionales (aplicables a PDVSA Petróleo S.A., PDVSA Gas S.A. y las Empresas Mixtas). De acuerdo con instrucciones del Ejecutivo Nacional, durante los años 2013, 2012 y 2011, se utilizó un factor de conversión de Bs.6,30, Bs.4,30 y Bs.2,60, respectivamente por cada dólar estadounidense para la determinación y liquidación de esta participación.

### ▶ **IMPUESTO AL VALOR AGREGADO**

La Ley de IVA establece una exención para la venta de combustibles, aditivos y sus derivados; así como, el derecho de recuperar los créditos fiscales generados por las compras de bienes y servicios con ocasión de su actividad exportadora gravada con alícuota 0%.

### ▶ **IMPUESTO DE CONSUMO GENERAL**

La venta de gasolina y otros combustibles en la República y en los Estados Unidos causan impuestos de consumo. Este impuesto es pagado por el consumidor; por lo tanto se incluye como parte del precio de venta del producto, se recauda y se entera a las entidades gubernamentales sin efecto en los resultados consolidados de la Corporación.

### ▶ **DIVIDENDOS**

PDVSA es una empresa propiedad de la República. El ente de adscripción es el Ministerio, quien ejerce la representación del Accionista, y supervisa y controla sus operaciones. De acuerdo con sus estatutos, la Asamblea de Accionista ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA, teniendo entre sus atribuciones aprobar o improbar los resultados económicos y financieros; así como también disponer sobre el destino de las ganancias obtenidas anualmente por la empresa. En virtud de esta atribución, con base en los lineamientos del Ejecutivo Nacional y, considerando lo previsto en la Ley de Presupuesto de la Nación para cada ejercicio anual, la Asamblea de Accionista de PDVSA ordena el pago de dividendos a favor de la República, distribuyendo a la Nación una porción de sus ganancias. Estos dividendos son pagados por PDVSA en los ejercicios fiscales en los que se presuponan, de acuerdo con las instrucciones de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), de la República.



## ▶ RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS

**P**DVSA, como Corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural en la República Bolivariana de Venezuela aguas arriba y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de crudo y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo no sólo en la República Bolivariana de Venezuela, sino también en Suramérica, el Caribe, Norteamérica, y Europa; adicionalmente, PDVSA promueve y participa en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas arriba basándose en los siguientes factores: número de pozos activos, potencial de producción y nivel de producción por campo, factores de recobro, incorporación de reservas de crudo y gas, taladros activos y aplicación de tecnologías.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas abajo basándose en los siguientes factores: capacidad de refinación, volúmenes procesados, porcentajes de utilización de las refinerías, rendimiento de productos, márgenes de refinación y costos de refinación.

Como empresa nacional de crudo y gas del Estado venezolano, el enfoque de PDVSA al gestionar el capital es salvaguardar la capacidad para continuar como un negocio en marcha, de forma que pueda continuar siendo la fuerza y motor para el desarrollo nacional y la palanca para la transformación integral del país. Las principales oportunidades de PDVSA se basan en incrementar las reservas de crudo liviano y mediano, incremento del factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de crudo extrapesado y mejorar la tecnología existente para lograr maximizar el retorno sobre las inversiones.

En el sector aguas abajo, PDVSA está invirtiendo para incrementar la capacidad de refinación, mejora de productos y cumplimiento de las leyes ambientales, tanto en la República Bolivariana de Venezuela como en el exterior, expandir los mercados en Latinoamérica, el Caribe y Asia, y mejorar la eficiencia de nuestro proceso de refinación y comercialización.

En relación con el negocio del gas, PDVSA continúa promoviendo, activamente, la participación del sector privado en proyectos de gas no asociado, mejorando el proceso de distribución para incrementar tanto la cuota de mercado nacional e internacional como el mercado del gas natural licuado.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Occidente de la República Bolivariana de Venezuela y, modificar las especificaciones de calidad de los productos.

Los cambios necesarios para suplir la nueva generación de productos incluyen la planificación y ejecución de proyectos de capital, para proyectos de refinación y de producción de crudo y gas, financiar estos proyectos y ajustar tanto las prácticas operacionales como los procedimientos, para asegurar la calidad de productos a nuestros clientes. Estos objetivos deben estar acompañados con iniciativas de mejoramiento de la eficiencia y rentabilidad.

### ▶ FACTORES DE RIESGO

Las actividades de PDVSA, las condiciones financieras y los resultados de operación, principalmente están en función de los volúmenes de exportación y de los precios de crudo y sus productos. Estos precios son cíclicos y tienden a ser inestables, por lo que el riesgo primario de este negocio es la volatilidad de los precios del crudo y sus productos.

PDVSA monitorea constantemente las condiciones de mercado para asegurar la colocación de su producción de crudo y sus productos, de la manera más óptima posible. Adicionalmente, la República, es miembro de la OPEP, a través de la cual se suscriben acuerdos en la búsqueda de precios estables para el crudo y sus productos.

PDVSA no puede predecir el futuro del mercado del crudo y productos refinados, sin embargo, está preparada para ajustarse a la mayoría de las contingencias, a los fines de minimizar el posible impacto negativo del comportamiento del mismo; por lo tanto, PDVSA mantiene adecuados niveles de liquidez financiera y deuda, asegurando que la distribución de activos sea flexible, teniendo fuentes múltiples de suministro y un portafolio de clientes

diversificado, monitoreando y analizando las condiciones del mercado sobre una base continua.

De igual forma, PDVSA está expuesta al riesgo cambiario por las ventas, compras, activos y pasivos denominados en monedas distintas (moneda extranjera) a las respectivas monedas funcionales de las entidades que la integran, es decir, la moneda que corresponde al principal ambiente económico en el que opera cada entidad. La moneda funcional de PDVSA es el dólar (USD), debido a que sus operaciones principales se desarrollan en el mercado internacional para el crudo y sus productos. En este sentido, una porción significativa de los ingresos y de la deuda financiera, así como también, de los costos, gastos e inversiones, están denominados en dólares. De esta forma, las transacciones en moneda distinta a la funcional están denominadas principalmente en bolívares, y la política de PDVSA es gestionar la posición neta de activos y pasivos monetarios en esta moneda, a fin de reducir los posibles impactos que puedan originarse para la compañía, por modificaciones en el tipo de cambio de esta moneda con relación a la moneda funcional.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de crédito, los documentos y cuentas por cobrar están distribuidos en una amplia y confiable cartera de clientes a nivel mundial, evaluando periódicamente su condición financiera. Producto de esta evaluación se reconoce en los estados financieros consolidados una estimación para cuentas de cobro dudoso. Asimismo, los equivalentes de efectivo están representados por instrumentos de alta calidad que son colocados en diversas instituciones evaluadas como de bajo riesgo.

El enfoque de PDVSA para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, incluyendo el pago de obligaciones financieras, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar su reputación financiera, lo cual excluye el posible impacto de circunstancias extremas que no pueden predecirse razonablemente, como los desastres naturales. Además, PDVSA mantiene facilidades de crédito que también están disponibles para cubrir necesidades de fondos.

Otro riesgo principal es el operacional, el cual proviene de fallas mecánicas y/o errores humanos relacionados con la operación de plantas y equipos. PDVSA mitiga el riesgo operacional a través del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA®) y el seguimiento de las mejores prácticas y procedimientos operacionales, en la búsqueda de obtener la excelencia operacional. Adicionalmente, PDVSA mantiene contratos de seguros para posibles daños en propiedades.

Otra área de riesgo es el ambiente político, al considerar que en el corto plazo, acciones geopolíticas pudie-

ran cambiar la ecuación oferta-demanda, afectando los precios del crudo y/o productos refinados e incrementando los mercados. A largo plazo, los cambios en las leyes y reglamentos podrían incrementar los costos del negocio, por lo tanto PDVSA, monitorea constantemente las tendencias que pudieran afectar el ambiente en el cual opera.

El riesgo político es un tema que debe ser aceptado y manejado una vez que el negocio ha comprometido inversiones en ciertos países. Sin embargo, PDVSA es suficientemente sólida en producción, refinación y sistema de distribución y ventas, lo cual le garantiza flexibilidad operacional para reaccionar ante circunstancias en recortes o incrementos en la producción si llegase a ocurrir algún evento importante. Adicionalmente, PDVSA reduce el riesgo político y comercial diversificando su portafolio de clientes e invirtiendo en su capacidad de refinación en nuevos mercados. Sobre este aspecto, PDVSA está evaluando y desarrollando negocios en Asia, Europa, el Caribe, Centro y Suramérica.

En la República, PDVSA considera el riesgo de operar en una economía caracterizada por años de desigual distribución de la riqueza entre la población. Por este motivo, PDVSA es parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional.

PDVSA continúa haciendo énfasis en la importancia de operaciones eficientes y en el compromiso de seguridad. Las condiciones pueden cambiar rápidamente y los resultados pueden diferir sustancialmente de los estimados de la gerencia, ya que se opera en una industria sujeta a precios y ganancias volátiles. De esta forma, en los procesos de planificación estratégica y presupuestaria, PDVSA estima el efecto de los riesgos del negocio con el objetivo de tener una visión integral de su impacto.

Las políticas de administración de riesgos son establecidas con el propósito de identificar y analizar los riesgos enfrentados por PDVSA, para así fijar los límites y los controles adecuados, realizando monitoreo constante de su evolución y cumplimiento. En consecuencia, éstas políticas y los sistemas de administración de riesgos son revisados regularmente con la finalidad de que reflejen los cambios en las condiciones del entorno y en las operaciones de PDVSA.

Una tendencia para el futuro del negocio de PDVSA, es la producción de fuel oil con bajo contenido de azufre, así como también, asfalto y lubricantes de alta calidad. Los requerimientos de capital asociados a las facilidades de equipamiento para estos productos, pudiesen llevar a consolidar la capacidad de refinación. PDVSA continuará monitoreando estas tendencias y aprovechará las ventajas económicas de su entorno en la medida en que éstas ocurran.

## ▶ RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA

## ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE				
	2013	2012*	2011*	2010*	2009*
<b>Operaciones continuas:</b>					
<b>INGRESOS:</b>					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	113.979	124.459	124.754	94.929	73.819
Ingresos financieros	20.347	3.152	765	419	5.873
	<b>134.326</b>	<b>127.611</b>	<b>125.519</b>	<b>95.348</b>	<b>79.692</b>
<b>COSTOS Y GASTOS:</b>					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	37.017	40.012	39.783	34.017	25.932
Gastos de operación	22.544	22.974	14.511	12.372	15.072
Gastos de exploración	176	492	163	147	247
Depreciación y amortización	8.335	7.105	6.871	6.037	5.751
Gastos de venta, administración y generales	4.217	3.998	3.730	3.729	4.985
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	19.262	17.730	17.671	13.904	12.884
Gastos financieros	2.934	3.401	3.649	8.810	835
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	33	(64)	278	184	139
Otros egresos, neto	3.105	3.013	3.501	2.039	1.192
	<b>97.623</b>	<b>96.661</b>	<b>90.157</b>	<b>81.239</b>	<b>67.037</b>
<b>Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta</b>	<b>36.703</b>	<b>28.950</b>	<b>35.362</b>	<b>14.109</b>	<b>12.655</b>
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	13.023	17.336	30.079	7.018	3.514
<b>Ganancia antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>23.680</b>	<b>11.614</b>	<b>5.283</b>	<b>7.091</b>	<b>9.141</b>
<b>IMPUESTO SOBRE LA RENTA:</b>					
Gasto de impuesto corriente	12.939	4.982	5.171	6.911	5.804
Beneficio (gasto) de impuesto diferido	(5.094)	2.297	(3.164)	(3.062)	(2.494)
	<b>7.845</b>	<b>7.279</b>	<b>2.007</b>	<b>3.849</b>	<b>3.310</b>
<b>Ganancia neta de operaciones continuas</b>	<b>15.835</b>	<b>4.335</b>	<b>3.276</b>	<b>3.242</b>	<b>5.831</b>
<b>Operaciones descontinuadas:</b>					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	-	1.353	(558)	(1.274)
<b>Ganancia neta</b>	<b>15.835</b>	<b>4.335</b>	<b>4.629</b>	<b>2.684</b>	<b>4.557</b>
<b>OTROS RESULTADOS INTEGRALES:</b>					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Resultados actuariales por beneficios a empleados, netas de impuesto	(3.824)	792	(269)	(1.543)	881
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	896	22	87	38	104
<b>Total otros resultados integrales</b>	<b>(2.928)</b>	<b>814</b>	<b>(182)</b>	<b>(1.505)</b>	<b>985</b>
<b>Total ganancia integral</b>	<b>12.907</b>	<b>5.149</b>	<b>4.447</b>	<b>1.179</b>	<b>5.542</b>
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	14.254	2.798	2.773	1.829	3.083
Participaciones no controladoras	1.581	1.537	1.856	855	1.474
<b>Ganancia neta</b>	<b>15.835</b>	<b>4.335</b>	<b>4.629</b>	<b>2.684</b>	<b>4.557</b>

\* Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

**ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA**

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE				
	2013	2012*	2011*	2010*	2009*
<b>ACTIVO</b>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	129.831	115.905	98.221	87.632	83.457
Efectivo restringido	227	218	314	604	1.649
Otros activos no corrientes	33.330	27.419	26.938	14.281	15.782
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>163.388</b>	<b>143.542</b>	<b>125.473</b>	<b>102.517</b>	<b>100.888</b>
Inventarios	12.963	11.606	10.116	8.938	8.502
Documentos y cuentas por cobrar	36.020	41.706	31.576	20.028	14.330
Efectivo restringido	1.327	2.112	1.714	1.678	415
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.133	8.233	8.610	6.017	6.981
Otros activos corrientes	8.289	11.225	4.665	12.587	18.485
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>67.732</b>	<b>74.882</b>	<b>56.681</b>	<b>49.248</b>	<b>48.713</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>231.120</b>	<b>218.424</b>	<b>182.154</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>
<b>PATRIMONIO</b>					
Patrimonio <sup>1</sup>	84.486	72.486	69.629	71.196	70.993
<b>PASIVO</b>					
Deuda financiera	36.353	35.647	32.496	21.346	18.941
Otros pasivos no corrientes	45.055	39.231	32.996	16.021	17.627
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>81.408</b>	<b>74.878</b>	<b>65.492</b>	<b>37.367</b>	<b>36.568</b>
Deuda financiera	7.031	4.379	2.396	3.604	2.956
Impuesto sobre la renta por pagar	10.116	2.267	4.452	5.878	2.545
Otros pasivos corrientes	48.079	64.414	40.185	33.720	36.539
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>65.226</b>	<b>71.060</b>	<b>47.033</b>	<b>43.202</b>	<b>42.040</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>146.634</b>	<b>145.938</b>	<b>112.525</b>	<b>80.569</b>	<b>78.608</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO</b>	<b>231.120</b>	<b>218.424</b>	<b>182.154</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>
<b>RELACIÓN DEUDA/PATRIMONIO</b>					
<b>TOTAL DEUDA</b>	<b>43.384</b>	<b>40.026</b>	<b>34.892</b>	<b>24.950</b>	<b>21.897</b>
<b>DEUDA/PATRIMONIO <sup>2</sup></b>	<b>51%</b>	<b>55%</b>	<b>50%</b>	<b>35%</b>	<b>31%</b>

\* Saldos reestructurados.

Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

<sup>1</sup> Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs. 1.280 millones.

<sup>2</sup> Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



**ESTADOS CONSOLIDADOS DE MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO**

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE				
	2013	2012*	2011*	2010*	2009*
<b>MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES:</b>					
Ganancia neta	15.835	4.335	4.629	2.684	4.557
<b>AJUSTES PARA CONCILIAR LA GANANCIA NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES -</b>					
Depreciación y amortización	8.335	7.105	6.871	6.037	5.751
Obras en progreso canceladas	1.101	577	703	864	127
Deterioro del valor de los activos	439	991	503	271	96
(Ganancia) pérdida por fluctuación de la moneda extranjera	(7.817)	(19)	297	1.438	-
(Ganancia) pérdida en pago de obligaciones	(9.524)	-	-	1.628	-
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	(5.094)	2.297	(3.164)	(3.062)	(2.494)
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	-	-	-	-	(3.807)
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	33	(64)	278	184	139
(Ganancia) pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	-	(1.353)	558	1.274
Aportes al desarrollo social a través de bonos	116	-	-	-	-
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	(30)	-	(26)	(50)	(8)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	625	770	587	141	467
Ajuste del valor neto de realización de los inventarios	962	259	553	116	81
Aumento (disminución) en la estimación para cuentas de cobro dudoso	30	87	145	(205)	258
<b>CAMBIOS EN ACTIVOS OPERACIONALES -</b>					
Documentos y cuentas por cobrar	(21.588)	(12.113)	(17.978)	(7.769)	(2.731)
Inventarios	(2.319)	(2.902)	(2.815)	(1.465)	(157)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(435)	(6.674)	(3.902)	450	(1.670)
Créditos fiscales por recuperar	(2.155)	(2.875)	(2.053)	(1.109)	(1.271)
<b>CAMBIOS EN PASIVOS OPERACIONALES -</b>					
Cuentas por pagar a proveedores	7.924	4.371	2.239	6.486	(540)
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	56.930	34.048	44.259	16.484	28.984
Provisiones	138	549	502	1.136	363
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo	3.210	4.602	1.359	1.146	1.726
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(2.060)	(1.645)	(1.210)	(613)	(541)
Pagos de impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos	(27.994)	(12.156)	(18.032)	(12.707)	(22.709)
<b>EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES</b>	<b>21.903</b>	<b>21.543</b>	<b>12.392</b>	<b>12.643</b>	<b>7.895</b>
<b>MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos	(23.306)	(25.032)	(17.908)	(12.858)	(15.333)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	(21)	-	(15)	(454)	(14)
Disminución (aumento) del efectivo restringido	708	(302)	254	(255)	56
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	3.716	-	-
Aportes adicionales a afiliadas	(15)	(32)	(34)	(128)	(138)
Dividendos recibidos de afiliadas	89	40	15	16	59
Otras variaciones en activos	(164)	105	244	22	88
<b>EFECTIVO NETO USADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>(22.381)</b>	<b>(25.221)</b>	<b>(13.728)</b>	<b>(13.657)</b>	<b>(15.282)</b>
<b>MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:</b>					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	6.923	7.130	9.521	6.681	11.754
Pagos de la deuda financiera	(2.892)	(1.537)	(3.308)	(3.314)	(1.393)
Fondos recibidos del Accionista	-	-	-	-	2.000
Dividendos pagados al Accionista	(952)	(1.395)	(1.000)	(1.000)	(2.000)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	-	489	73	-	503
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(552)	(80)	(434)	(318)	(421)
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	(994)	(1.306)	(923)	(485)	(527)
<b>EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>1.533</b>	<b>3.301</b>	<b>3.929</b>	<b>1.564</b>	<b>9.916</b>
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	(155)	-	-	(1.514)	-
<b>AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>900</b>	<b>(377)</b>	<b>2.593</b>	<b>(964)</b>	<b>2.529</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	8.233	8.610	6.017	6.981	4.452
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO</b>	<b>9.133</b>	<b>8.233</b>	<b>8.610</b>	<b>6.017</b>	<b>6.981</b>

\* Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2013**

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 *
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES <sup>1</sup>	TOTAL CONSOLIDADO MUNDIAL	
<b>Operaciones continuas:</b>					
<b>INGRESOS:</b>					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	95.018	53.801	(34.840)	113.979	124.454
Ingresos financieros	19.752	595	-	20.347	3.152
	<b>114.770</b>	<b>54.396</b>	<b>(34.840)</b>	<b>134.326</b>	<b>127.611</b>
<b>COSTOS Y GASTOS:</b>					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	22.802	48.866	(34.651)	37.017	40.012
Gastos de operación	19.356	3.336	(148)	22.544	22.974
Gastos de exploración	140	36	-	176	492
Depreciación y amortización	7.678	657	-	8.335	7.105
Gastos de venta, administración y generales	3.638	579	-	4.217	3.998
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	19.262	-	-	19.262	17.730
Gastos financieros	2.713	221	-	2.934	3.401
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(16)	49	-	33	(64)
Otros egresos, neto	3.100	(14)	19	3.105	3.013
	<b>78.673</b>	<b>53.739</b>	<b>(34.780)</b>	<b>97.623</b>	<b>98.661</b>
<b>GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA</b>	<b>36.097</b>	<b>666</b>	<b>(60)</b>	<b>36.703</b>	<b>28.950</b>
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	13.006	17	-	13.023	17.336
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA</b>	<b>23.091</b>	<b>649</b>	<b>(60)</b>	<b>23.680</b>	<b>11.614</b>
<b>IMPUESTO SOBRE LA RENTA:</b>					
Gasto de impuesto corriente	12.221	739	(21)	12.939	4.982
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	(5.149)	55	-	(5.094)	2.297
	<b>7.072</b>	<b>794</b>	<b>(21)</b>	<b>7.845</b>	<b>7.279</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) NETA</b>	<b>16.019</b>	<b>(145)</b>	<b>(39)</b>	<b>15.835</b>	<b>4.335</b>
<b>OTROS RESULTADOS INTEGRALES:</b>					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Resultados actuariales por beneficios a empleados, netas de impuesto	(3.993)	169	-	(3.824)	792
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	896	-	-	896	22
<b>TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>(3.097)</b>	<b>169</b>	<b>-</b>	<b>(2.928)</b>	<b>814</b>
<b>TOTAL GANANCIA (PÉRDIDA) INTEGRAL</b>	<b>12.922</b>	<b>24</b>	<b>(39)</b>	<b>12.907</b>	<b>5.149</b>

\* Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

<sup>1</sup> De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2012**

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012*				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES <sup>1</sup>	TOTAL CONSOLIDADO	
<b>Operaciones continuas:</b>					
<b>INGRESOS:</b>					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	106.754	54.681	(36.936)	124.459	124.754
Ingresos financieros	3.152	-	-	3.152	765
	<b>109.066</b>	<b>54.681</b>	<b>(36.936)</b>	<b>127.621</b>	<b>125.519</b>
<b>COSTOS Y GASTOS:</b>					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	26.341	50.500	(36.829)	40.012	39.783
Gastos de operación	20.478	2.654	(158)	22.974	14.511
Gastos de exploración	304	188	-	492	163
Depreciación y amortización	6.469	636	-	7.105	6.871
Gastos de venta, administración y generales	3.499	499	-	3.998	3.730
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.730	-	-	17.730	17.671
Gastos financieros	3.201	200	-	3.401	3.649
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(57)	(7)	-	(64)	278
Otros egresos, neto	2.396	608	9	3.013	3.501
	<b>80.361</b>	<b>59.278</b>	<b>(36.978)</b>	<b>98.661</b>	<b>90.157</b>
<b>GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA</b>	<b>29.505</b>	<b>(597)</b>	<b>42</b>	<b>28.950</b>	<b>35.362</b>
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	17.270	66	-	17.336	30.079
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA</b>	<b>12.235</b>	<b>(663)</b>	<b>42</b>	<b>11.614</b>	<b>5.283</b>
<b>IMPUESTO SOBRE LA RENTA:</b>					
Gasto de impuesto corriente	4.589	393	-	4.982	5.171
Gasto (beneficio) de impuesto diferido	2.253	26	18	2.297	(3.164)
	<b>6.842</b>	<b>419</b>	<b>18</b>	<b>7.279</b>	<b>2.007</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) NETA DE OPERACIONES CONTINUAS</b>	<b>5.393</b>	<b>(1.082)</b>	<b>24</b>	<b>4.335</b>	<b>3.276</b>
<b>OPERACIONES DISCONTINUADAS:</b>					
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-	1.353
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) NETA</b>	<b>5.393</b>	<b>(1.082)</b>	<b>24</b>	<b>4.335</b>	<b>4.629</b>
<b>OTROS RESULTADOS INTEGRALES:</b>					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Resultados actuariales por beneficios a empleados, netas de impuesto	766	26	-	792	(269)
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	-	22	-	22	87
<b>TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>766</b>	<b>48</b>	<b>-</b>	<b>814</b>	<b>(182)</b>
<b>TOTAL GANANCIA (PÉRDIDA) INTEGRAL</b>	<b>6.159</b>	<b>(1.034)</b>	<b>24</b>	<b>5.149</b>	<b>4.447</b>

\* Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

<sup>1</sup> De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2013**

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE 2013				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES <sup>1</sup>	TOTAL CONSOLIDADO	
<b>ACTIVO</b>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	123.224	6.607	-	129.831	115.905
Efectivo restringido	158	69	-	227	218
Otros activos no corrientes	32.063	7.754	(6.487)	33.330	27.419
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>155.445</b>	<b>14.430</b>	<b>(6.487)</b>	<b>163.388</b>	<b>143.542</b>
Inventarios	9.028	4.726	(791)	12.963	11.606
Documentos y cuentas por cobrar	33.400	2.620	-	36.020	41.706
Efectivo restringido	1.327	-	-	1.327	2.112
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.748	1.385	-	9.133	8.233
Otros activos corrientes	19.694	5.881	(17.286)	8.289	11.225
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>71.197</b>	<b>14.612</b>	<b>(18.077)</b>	<b>67.732</b>	<b>74.882</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>226.642</b>	<b>29.042</b>	<b>(24.564)</b>	<b>231.120</b>	<b>218.424</b>
<b>PATRIMONIO</b>					
Patrimonio	76.109	7.302	1.075	84.486	72.486
<b>PASIVO</b>					
Deuda financiera	34.881	1.472	-	36.353	35.647
Otros pasivos no corrientes	48.487	3.350	(8.351)	43.486	39.231
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>83.368</b>	<b>4.822</b>	<b>(8.351)</b>	<b>79.839</b>	<b>74.878</b>
Deuda financiera	6.763	268	-	7.031	4.379
Impuesto sobre la renta por pagar	9.668	434	14	10.116	2.267
Otros pasivos corrientes	50.734	16.216	(17.302)	49.648	64.414
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>67.165</b>	<b>16.918</b>	<b>(17.288)</b>	<b>66.795</b>	<b>71.060</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>150.533</b>	<b>21.740</b>	<b>(25.639)</b>	<b>146.634</b>	<b>145.938</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO</b>	<b>226.642</b>	<b>29.042</b>	<b>(24.564)</b>	<b>231.120</b>	<b>218.424</b>

\* Saldos reestructurados.  
Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

<sup>1</sup> De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2012**

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE 2012*				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES <sup>1</sup>	TOTAL CONSOLIDADO	
<b>ACTIVO</b>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	109.235	6.670	-	115.905	98.221
Efectivo restringido	150	68	-	218	314
Otros activos no corrientes	27.108	5.193	(4.882)	27.419	26.938
<b>TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE</b>	<b>136.493</b>	<b>11.931</b>	<b>(4.882)</b>	<b>143.542</b>	<b>125.473</b>
Inventarios	7.990	4.357	(741)	11.606	10.116
Documentos y cuentas por cobrar	38.675	3.031	-	41.706	31.576
Efectivo restringido	2.112	-	-	2.112	1.714
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.697	1.536	-	8.233	8.610
Otros activos corrientes	20.497	9.699	(18.971)	11.225	4.665
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>75.971</b>	<b>18.623</b>	<b>(19.712)</b>	<b>74.882</b>	<b>56.681</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>212.464</b>	<b>30.554</b>	<b>(24.594)</b>	<b>218.424</b>	<b>182.154</b>
<b>PATRIMONIO</b>					
Patrimonio	66.941	6.958	(1.413)	72.486	69.629
<b>PASIVO</b>					
Deuda financiera	34.128	1.519	-	35.647	32.496
Otros pasivos no corrientes	38.303	5.054	(4.126)	39.231	32.996
<b>TOTAL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>72.431</b>	<b>6.573</b>	<b>(4.126)</b>	<b>74.878</b>	<b>65.492</b>
Deuda financiera	4.346	33	-	4.379	2.396
Impuesto sobre la renta por pagar	2.224	43	-	2.267	4.452
Otros pasivos corrientes	66.522	16.947	(19.055)	64.414	40.185
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>73.092</b>	<b>17.023</b>	<b>(19.055)</b>	<b>71.060</b>	<b>47.033</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>145.523</b>	<b>23.596</b>	<b>(23.181)</b>	<b>145.938</b>	<b>112.525</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO</b>	<b>212.464</b>	<b>30.554</b>	<b>(24.594)</b>	<b>218.424</b>	<b>182.154</b>

\* Saldos reestructurados.  
Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2013.

<sup>1</sup> 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 promedio para el año 2013 fue de 2.899 MBD a nivel Nacional, lo cual representa una leve disminución de 11 MBD, con respecto a la producción del promedio de 2.910 MBD mantenida durante el año 2012.

### PRODUCCIÓN DE LGN

La producción promedio del año 2013 de LGN, fue de 116 MBD, 8 MBD por debajo de la producción promedio del año 2012, que fue de 124 MBD.

## ► VENTAS DE PETRÓLEO, SUS PRODUCTOS Y OTROS

### EXPORTACIONES Y VENTAS EN EL EXTERIOR

Durante el año 2013, las exportaciones de crudo y productos fueron de 111.360 millones de dólares, reflejando una disminución de 10.120 millones de dólares (8%) en relación con el año 2012, que fueron de 121.480 millones de dólares, debido principalmente a una disminución del precio promedio de exportación de la cesta venezolana de 5,34 US\$/Bl, al pasar de 103,42 US\$/Bl en 2012 a 98,08US\$/Bl en 2013.

### VENTAS MERCADO LOCAL

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela disminuyeron en 246 millones de dólares (14%), pasando de 1.743 millones de dólares en diciembre de 2012 a 1.497 millones de dólares en diciembre de 2013, debido principalmente a la modificación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$.

### INGRESOS POR ALIMENTOS, SERVICIOS Y OTROS

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros disminuyeron en 114 millones de dólares (9%) pasando de 1.236 millones de dólares en diciembre 2012 a 1.122 millones de dólares en diciembre 2013, siendo Albanisa, filial de PDVSA América, la que tiene mayor impacto en este resultado.

### INGRESOS FINANCIEROS

Los ingresos financieros presentaron un aumento de 17.195 millones de dólares, (546%), pasando de 3.152 millones de dólares en el año 2012 a 20.347 millones de dólares en el año 2013. Esta variación es origina-

da principalmente por la ganancia en cambio obtenida en el año 2013 por 7.817 millones de dólares, debido a la modificación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$, ya que a la fecha de modificación del tipo de cambio, PDVSA presentaba una posición monetaria neta pasiva en bolívares. Adicionalmente, durante el año 2013 se reconoció una ganancia de 9.524 millones de dólares, por la venta del 40% de las acciones de la Empresa Nacional Aurífera al Banco Central de Venezuela (BCV).

## ► COSTOS Y GASTOS

### COMPRAS DE CRUDO Y PRODUCTOS, NETAS DE VARIACIÓN DE INVENTARIOS

Las compras de petróleo crudo y sus productos presentaron una disminución de 2.995 millones de dólares (7%), pasando de 40.012 millones de dólares en el año 2012 a 37.017 millones de dólares en el año 2013, principalmente por la recuperación de las operaciones de la refinería de Amuay.

### GASTOS DE OPERACIÓN

Los gastos de operación para el año 2013 cerraron con un saldo de 22.544 millones de dólares, mientras que para el año 2012 se ubicó en 22.974 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 430 millones de dólares (2%). Esta disminución se debe principalmente al efecto neto entre la disminución generada por la modificación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$, efecto que se compensó con el aumento de los servicios contratados.

### GASTOS DE EXPLORACIÓN

Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, los gastos de exploración, conformados principalmente por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 176 millones de dólares y 492 millones de dólares, respectivamente, experimentando una disminución de 316 millones de dólares (64%) con respecto al período anterior, siendo la filial nacional PDVSA Petróleo la que tiene mayor impacto en este resultado.

### PARTICIPACIÓN EN RESULTADOS DE AFILIADAS Y ENTIDADES CONTROLADAS DE FORMA CONJUNTA

La participación en compañías afiliadas y entidades controladas de forma conjunta para el año 2013, se ubicó en 33 millones de dólares de pérdida, lo que representó un aumento de 97 millones de dólares con



respecto al año 2012 (64 millones de dólares de ganancia) debido, principalmente, al reconocimiento de los resultados obtenidos en la Refinería Chalmette.

### APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL

Durante el año 2013 el gasto social se ubicó en 13.023 millones de dólares, reflejando una disminución de 4.313 millones de dólares (25%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2012 donde los aportes y contribuciones para el desarrollo social ascendían a 17.336 millones de dólares. Este resultado se debe principalmente por la disminución de la contribución especial al FONDEN, por la entrada en vigencia en febrero 2013, de la modificación a la Ley de Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Exorbitantes del Petróleo, la cual modifica a 80 US\$/Bl el tope a partir del cual se deben considerar los precios como extraordinarios, anteriormente este tope era de 70 US\$/Bl. Adicionalmente, debido a la disminución de los precios de exportación y a la modificación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$, considerando que estos aportes en bolívares se incrementaron en 2013, con respecto a 2012.

**Nota:** para más información ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2013.

### IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El impuesto sobre la renta aumentó en 566 millones de dólares (8%) durante el año 2013, en comparación con el año 2012, debido principalmente al incremento del gasto de impuesto corriente en 7.957 millones de dólares (160%), en primer lugar por la ganancia en cambio en bolívares obtenida en 2013 por la modificación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$; efecto que se compensó con el aumento del beneficio de impuesto diferido en 7.391 millones de dólares (322%), debido principalmente al reconocimiento del impuesto diferido sobre los beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo.

### ▶ ACTIVO

Al 31 de diciembre de 2013, los activos totales alcanzaron un saldo de 231.120 millones de dólares, lo que representa un incremento de 12.696 millones de dólares (6%) con respecto al 31 de diciembre de 2012, fecha que se ubicaban en 218.424 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

#### PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS, NETO

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 13.926 millones de dólares (12%) principalmente, en el sector nacional, debido a la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendidos de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como ampliación e infraestructura, para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en la Ley del Plan de la Patria.

#### DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR

Los documentos y cuentas por cobrar disminuyeron en 5.686 millones de dólares (14%), en comparación al año 2012, alcanzando un total de 36.020 millones de dólares al 31 de diciembre de 2013, originado principalmente por una compensación de las cuentas por cobrar a empresas y entidades relacionadas por concepto de desembolsos y suministro de petróleo y sus productos por cuenta de La República, con dividendos decretados y otras cuentas por pagar, todo a favor de La República.

#### OTROS ACTIVOS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

##### IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO

El impuesto sobre la renta diferido activo aumentó en 5.867 millones de dólares (50%), en comparación al año 2012, alcanzando un total de 17.494 millones de dólares al 31 de diciembre de 2013, originado principalmente por el reconocimiento de esta partida sobre los beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo.

##### CRÉDITOS FISCALES POR RECUPERAR

Esta cuenta se origina según la Ley del Impuesto al Valor Agregado (IVA), que establece la potestad de recuperar del Fisco Nacional ciertos créditos fiscales provenientes de las ventas de exportación. Al 31 de diciembre de 2013 presenta una disminución de 1.365 millones de dólares (15%).

## **GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO Y OTROS ACTIVOS**

Disminuyeron en 1.595 millones de dólares (23%), originado principalmente por el efecto en la variación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$, en los anticipos en bolívares a proveedores y contratistas, además de, la disminución del anticipo pagado al Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera y al Fondo de Ahorro Popular.

## **INVENTARIOS**

Aumentaron en 1.357 millones de dólares (12%), respecto al año 2012, alcanzando un monto de 12.963 millones de dólares, producto principalmente por un leve incremento en los costos unitarios de producción. Asimismo, debido al aumento del inventario de materiales y suministros que se incrementó por 548 millones de dólares.

## **PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre de 2013, el patrimonio presentó un saldo de 84.486 millones de dólares, mostrando un aumento de 12.000 millones de dólares (17%) con respecto al 31 de diciembre de 2012 que presentó un saldo de 72.486 millones de dólares. Este aumento se produjo por la ganancia integral obtenida en el período de 12.907 millones de dólares, adicionalmente, por las participaciones no controladoras con un impacto de 12.000 millones de dólares, debido a la venta al BCV de 40% de las acciones de PDVSA en la Empresa Nacional Aurífera, S.A., todo esto compensado por un decreto de dividendos por 10.000 millones de dólares a favor de La República.

## **PASIVO**

Al 31 de diciembre de 2013, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 146.634 millones de dólares, lo que representa un aumento de 696 millones de dólares (0,48%) con respecto al 31 de diciembre de 2012, fecha en que se ubicaban en 145.938 millones de dólares. Las variaciones se originan en el sector nacional debido, principalmente, a los siguientes rubros:

### **DEUDA FINANCIERA**

La deuda financiera refleja un incremento de 3.358 millones de dólares (8%) al 31 de diciembre de 2013 en comparación con el año 2012, alcanzando un total de 43.384 millones de dólares en 2013, originado principalmente por nuevos instrumentos de deuda adquiridos durante el año 2013, con el objeto de obtener

los recursos requeridos para cubrir las necesidades de inversión en el marco de la Ley del Plan de la Patria. Entre los nuevos instrumentos de deuda se incluyen la emisión de Bonos PDVSA 2026 por 1.816 millones de dólares, líneas de crédito con el Banco de Venezuela y Banco del Tesoro por un total de 2.110 millones de dólares, y préstamos recibidos por las Empresas Mixtas Petrosinovensa y Petroboscán, por un total de 411 millones de dólares. A su vez ocurrió una disminución significativa relacionada al vencimiento de los bonos PDVSA 2013 por 1.098 millones de dólares.

### **IMPUESTO SOBRE LA RENTA POR PAGAR**

El impuesto sobre la renta por pagar aumentó en 7.849 millones de dólares (346%), en comparación al año 2012, alcanzando un total de 10.116 millones de dólares al 31 de diciembre de 2013, originado principalmente por la ganancia en cambio en bolívares obtenida en 2013.

### **OTROS PASIVOS CORRIENTES Y NO CORRIENTES**

#### **ACUMULACIONES Y OTROS PASIVOS**

Las acumulaciones y otros pasivos disminuyeron en 18.785 millones de dólares (31%), en comparación al año 2012, alcanzando un total de 42.310 millones de dólares al 31 de diciembre de 2013, debido a la disminución en las cuentas por pagar a entidades relacionadas, las cuales incluyen principalmente pagarés emitidos a favor de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT). Estos pagarés disminuyeron en \$14.268 millones, pasando de 27.751 millones de dólares en 2012 a 13.483 millones de dólares en 2013, producto de la compensación de 21.524 millones de dólares por la venta del 40% de las acciones de la Empresa Nacional Aurífera neto de las emisiones del año. Adicionalmente, hubo una disminución debido la variación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$ a 6,3 Bs/US\$, en las partidas denominadas en bolívares.

#### **BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS Y OTROS BENEFICIOS POST-EMPLEO**

Al 31 de diciembre de 2013 se presentó un aumento en los beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo por 2.865 millones de dólares (19%) con relación a diciembre 2012. El incremento es originado principalmente por el efecto del contrato colectivo petrolero firmado en febrero del 2014, con aplicación retroactiva desde octubre de 2013. Esto se compensó parcialmente por una disminución correspondiente a la modificación del tipo de cambio de 4,3 Bs/US\$





a 6,3 Bs/US\$, ya que la mayoría de esta obligación es en bolívares.

Tanto en las filiales venezolanas como en las del exterior, existen planes de jubilación y de otros beneficios que cubren a los trabajadores y ex-trabajadores elegibles. Estos planes, entre otras condiciones, se basan en el tiempo de servicio, la edad y, el salario.

El financiamiento del plan de pensión para los trabajadores venezolanos está basado en un sistema de contribuciones, administrado bajo la figura de capitalización individual. Este plan establece aportes mensuales obligatorios sobre la base del salario normal, de 3% por parte del trabajador y de 9% por parte de la compañía. En caso de ser necesario, la compañía hará aportes adicionales para garantizar el pago del monto de beneficio de pensión según el plan definido por contrato.

## ▶ FLUJO DE CAJA

### LIQUIDEZ Y FUENTES DE CAPITAL

La fuente primaria de liquidez son los flujos de caja de las operaciones. Adicionalmente, los préstamos a corto y largo plazo en dólares estadounidenses y en bolívares, representan una fuente de capital para los proyectos de inversión. PDVSA continúa realizando inversiones de capital para mantener e incrementar el número de reservas de hidrocarburos que se operan y la cantidad de petróleo que se produce y procesa. En las operaciones normales del negocio, PDVSA y sus filiales entran en facilidades y acuerdos de préstamos, para cubrir sus necesidades de liquidez y fondos necesarios para los desembolsos de capital.

### FLUJO DE CAJA POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2013, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 21.903 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 15.835 millones de dólares, y a los ajustes para conciliar esta ganancia neta por partidas que no implicaron movimiento de efectivo por un importe neto de 6.068 millones de dólares.

### FLUJO DE CAJA USADO PARA LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2013, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 22.381 millones de dólares, destinados principalmente a las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, para mantener la ca-

pacidad y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en la Ley del Plan de la Patria.

### FLUJO DE CAJA PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2013, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 1.533 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto, entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 6.923 millones de dólares, y disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada, por 2.892 millones de dólares, esto con el objeto de obtener los recursos requeridos para cubrir las necesidades de inversión en el marco de la Ley del Plan de la Patria.

## ▶ COSTOS Y GASTOS NO RECUPERADOS POR VENTA DE PRODUCTOS EN VENEZUELA

Los estados consolidados de resultados integrales del año terminado el 31 de diciembre de 2013, incluyen costos y gastos netos no recuperados por 15.193 millones de dólares, originados principalmente por la venta de combustibles con precios regulados y por no recuperar el valor de ciertos activos del circuito de refinación y distribución vinculados a la producción y venta de combustibles para el mercado local. Estas ventas para el año 2013 alcanzaron un volumen de 703 MBD. Para mayor información véase la nota 39 de los Estados Financieros.

## ▶ PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros consolidados están preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board-IASB).

Las políticas de contabilidad han sido aplicadas consistentemente para los años presentados en estos estados financieros consolidados, y han sido aplicadas consistentemente por sus filiales, afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

Se han hecho algunas reclasificaciones a los estados financieros consolidados de los años 2011 y 2012, para conformar su presentación con la clasificación usada en el año 2013.

## ▶ CAMBIOS EN LAS POLÍTICAS DE CONTABILIDAD SIGNIFICATIVAS

La Gerencia ha adoptado las siguientes nuevas normas y enmiendas a las normas actuales, con fecha de aplicación inicial el 1° de enero de 2013:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados*.
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*.
- NIIF 12 *Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades*.
- NIIF 13 *Medición del Valor Razonable*.
- Norma Internacional de Contabilidad 1 (NIC 1) *Presentación de Estados Financieros*.
- NIC 19 revisada *Beneficios a Empleados*.

A continuación se presenta los efectos derivados de la adopción de estos pronunciamientos:

### INVERSIÓN EN FILIALES

Como resultado de la aplicación de la NIIF 10, se crea un nuevo modelo del control mediante el cual se establece que un inversor controla una entidad (la participada) cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada, y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos mediante su poder sobre ésta.

La gerencia reevaluó el control en todas sus inversiones y determinó que ésta no tuvo efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

### ACUERDOS CONJUNTOS

La aplicación de la NIIF 11, requiere que una entidad que es parte de un acuerdo conjunto determine el tipo de acuerdo conjunto en el que se encuentra involucrada mediante la evaluación de sus derechos y obligaciones y contabilice dichos derechos y obligaciones de acuerdo con el tipo de acuerdo conjunto, como un negocio conjunto (si PDVSA tiene el derecho únicamente sobre los activos netos del acuerdo) o como una operación conjunta (si PDVSA tiene el derecho sobre activos y obligaciones por pasivos relacionados con el acuerdo). La gerencia adoptó esta norma y no tuvo efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

### INFORMACIÓN A REVELAR SOBRE PARTICIPACIONES EN OTRAS ENTIDADES

Como resultado de la aplicación de la NIIF 12, la Compañía amplió sus revelaciones sobre su partici-

pación en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

### MEDICIÓN AL VALOR RAZONABLE

La NIIF 13 clarifica la definición de valor razonable como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición. También sustituye y amplía los requisitos de revelación sobre las mediciones de valor razonable hechas por otras NIIF, incluyendo la NIIF 7 Instrumentos Financieros Información a Revelar.

La Compañía ha aplicado la guía para la medición de los valores razonables y revelaciones de forma comparativa. La aplicación de esta norma no tuvo impacto significativo en la medición de los activos y pasivos de la Compañía.

### PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

Como resultado de la aplicación de la enmienda a la NIC 1, se requiere agrupar las partidas presentadas en otros resultados integrales sobre la base de si son potencialmente reclasificadas al resultado de períodos subsecuentes. Como resultado de esta adopción, PDVSA realizó las modificaciones correspondientes en la presentación de sus estados de resultados integrales intermedios consolidados y condensados. Este cambio no tuvo efecto en los activos y pasivos de la Compañía.

### BENEFICIOS A EMPLEADOS

La enmienda a la NIC 19, establece una serie de cambios en la contabilización de los beneficios a empleados, siendo el más significativo, el requerimiento de reconocer en los otros resultados integrales el valor acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales. Adicionalmente, se requiere que el costo por servicio pasado por derechos adquiridos y no adquiridos de los trabajadores sea reconocido inmediatamente en los resultados integrales del período. Como consecuencia de adoptar las modificaciones a esta norma, PDVSA reestructuró los estados financieros del año 2012 y el patrimonio al 31 de diciembre de 2011.

## ► GLOSARIO DE TÉRMINOS Y NOMENCLATURA

## ► GLOSARIO DE TÉRMINOS

<b>ALBANAVE</b>	ALBANAVE, S.A.
<b>Bariven</b>	Bariven, S.A.
<b>BITOR</b>	Bitúmenes del Orinoco, S.A.
<b>CALIFE</b>	C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello
<b>Cerro Negro</b>	Petrolera Cerro Negro, S.A.
<b>COMMERCHAMP</b>	COMMERCHAMP, S.A.
<b>Commercit</b>	Commercit, S.A.
<b>Corpoelec</b>	Corporación Eléctrica Nacional, S.A.
<b>Corpoven</b>	Corpoven, S.A.
<b>CVP</b>	Corporación Venezolana de Petróleo, S.A.
<b>EDC</b>	C. A. La Electricidad de Caracas
<b>ELEVAL</b>	C.A. Electricidad de Valencia
<b>FPO</b>	Faja Petrolífera del Orinoco
<b>Hamaca</b>	Petrolera Hamaca, C.A.
<b>Interven Venezuela</b>	Interven, S.A.
<b>Intevep</b>	Intevep, S.A.
<b>Lagoven</b>	Lagoven, S.A.
<b>Maraven</b>	Maraven, S.A.
<b>PDV Andina</b>	PDV Andina, S.A.
<b>PDV Caribe</b>	PDV Caribe, S.A.
<b>PDV Cupet</b>	PDV Cupet, S.A.
<b>PDV Marina</b>	PDV Marina, S.A.
<b>PDV Sur</b>	PDV Sur, S.A.
<b>PDVSA</b>	Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales
<b>PDVSA Agrícola</b>	PDVSA Agrícola, S.A.
<b>PDVSA América</b>	PDVSA América, S.A.
<b>PDVSA Argentina</b>	PDVSA Argentina, S.A.
<b>PDVSA Asfalto</b>	PDVSA Asfalto, S.A.
<b>PDVSA Bolivia</b>	PDVSA Bolivia, S.A.
<b>PDVSA Colombia</b>	PDVSA Colombia, S.A.
<b>PDVSA Cuba</b>	PDVSA Cuba, S.A.
<b>PDVSA Desarrollos Urbanos</b>	PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.
<b>PDVSA Ecuador</b>	PDVSA Ecuador, S.A.
<b>PDVSA Gas</b>	PDVSA Gas, S.A.
<b>PDVSA Gas Comunal</b>	PDVSA Gas Comunal, S.A.

<b>PDVSA Industrial</b>	PDVSA Industrial, S.A.
<b>PDVSA Ingeniería y Construcción</b>	PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.
<b>PDVSA Naval</b>	PDVSA Naval, S.A.
<b>PDVSA Petróleo</b>	PDVSA Petróleo, S.A.
<b>PDVSA Servicios</b>	PDVSA Servicios, S.A.
<b>PDVSA Uruguay</b>	PDVSA Uruguay, S.A.
<b>PDVSA VI</b>	PDVSA Virgin Island, Inc.
<b>Petrocedeño</b>	Petrocedeño, S.A.
<b>Petrolera Bielovenzolana</b>	Petrolera Bielovenzolana, S.A.
<b>Petrolera Güiría</b>	Petrolera Güiría, S.A.
<b>Petrolera Indovenzolana</b>	Petrolera Indovenzolana, S.A.
<b>Petrolera Paria</b>	Petrolera Paria, S.A.
<b>Petrolera Sinovensa</b>	Petrolera Sinovensa, S.A.
<b>Petromonagas</b>	Petromonagas, S.A.
<b>Petropiar</b>	Petropiar, S.A.
<b>Petrosucre</b>	Petrosucre, S.A.
<b>Petrozuata</b>	Petrolera Zuata, Petrozuata C.A.
<b>Petrozumano</b>	Petrozumano, S.A.
<b>POMR</b>	Proyecto Orinoco Magna Reserva
<b>PSO</b>	Proyecto Socialista Orinoco
<b>SENECA</b>	Sistema Eléctrico del estado Nueva Esparta, C. A.
<b>Sincor</b>	Sincrudos de Oriente, S.A.
<b>SINOVENSA</b>	Orifuels Sinoven, S.A.
<b>Tradecal</b>	Tradecal, S.A.
<b>Tropigas</b>	Tropigas, S.A.C.A.
<b>Vengas</b>	Vengas, S.A.
<b>Veneziran Oil Company</b>	Veneziran Oil Company, S.A.

## ► NOMENCLATURA

<b>2D</b>	Bidimensional
<b>3D</b>	Tridimensional
<b>°API</b>	Gravedad API
<b>Bs./Lt</b>	Bolívares por litro
<b>Bls</b>	Barriles
<b>BD</b>	Barriles diarios
<b>BPC</b>	Billones de pies cúbicos
<b>BNPD</b>	Barriles netos por día
<b>Bpce</b>	Barriles equivalentes de petróleo
<b>Bpced</b>	Barriles equivalentes de petróleo diarios
<b>Bpd</b>	Barriles de petróleo diarios
<b>Bpe</b>	Barriles de petróleo equivalentes
<b>Btu</b>	Unidades térmicas británicas
<b>Btu/pc</b>	Btu por pie cúbico
<b>Bs/US\$</b>	Bolívares por dólar estadounidenses
<b>Dólares</b>	Dólares estadounidenses
<b>EE/CC</b>	Expendios de Combustible
<b>EE/SS</b>	Estaciones de Servicio
<b>FEED</b>	Front-End Engineering Desing (Diseño de la Ingeniería Conceptual)
<b>GLP</b>	Gas licuado de petróleo
<b>GNL</b>	Gas natural licuado.
<b>GOES</b>	Gas original en sitio
<b>ha</b>	Hectáreas
<b>H/H</b>	Horas/Hombre
<b>Hp</b>	Caballos de potencia
<b>in</b>	Pulgadas
<b>ISLR</b>	Impuesto sobre la renta
<b>IVA</b>	Impuesto al valor agregado
<b>kg</b>	Kilogramos
<b>km</b>	Kilómetros
<b>km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados
<b>kW</b>	Kilovatios
<b>kWh</b>	Kilovatios hora
<b>LGN</b>	Líquidos del gas natural

<b>LPC</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>L</b>	Litros
<b>Lts/día</b>	Litros días
<b>Lts/Seg</b>	Litros segundos
<b>MB</b>	Miles barriles
<b>MBD</b>	Miles barriles diarios
<b>MMB</b>	Millones de barriles
<b>MMBD</b>	Millones de barriles diarios
<b>MBDpe</b>	Miles de barriles diarios de petróleo equivalente. Para obtener el barril equivalente el factor de conversión es de 5,8 PC/Bl.
<b>MMBl</b>	Millones de barriles
<b>MMMB</b>	Miles de millones de barriles
<b>MMBsF</b>	Millones de bolívares fuertes
<b>MBPCE</b>	Miles de barriles de petróleo equivalentes
<b>MMBpce</b>	Millones de barriles de petróleo equivalentes
<b>MBpced</b>	Miles de barriles equivalentes de petróleo diarios
<b>MMBpced</b>	Millones de barriles equivalentes de petróleo diarios
<b>MMLts</b>	Millones de litros
<b>MPC</b>	Miles de pies cúbicos
<b>MMPC</b>	Millones de pies cúbicos
<b>MPCD</b>	Miles de pies cúbicos diarios
<b>MMPCD</b>	Millones de pies cúbicos diarios
<b>MMMPC</b>	Miles de millones de pies cúbicos
<b>MPCN</b>	Miles de pies cúbicos normales
<b>MMPCN</b>	Millones de pies cúbicos normales
<b>MMMPCN</b>	Miles de millones de pies cúbicos normales
<b>MMPCGD</b>	Millones de pies cúbicos de gas diario
<b>MMPC/Bl</b>	Millones de pies cúbicos por barriles
<b>MBtu</b>	Miles de unidades térmicas británicas
<b>MBHP</b>	Mil Break HorsePower
<b>MMBtu</b>	Millones de unidades térmicas británicas
<b>m</b>	Metros
<b>m<sup>2</sup></b>	Metros cuadrados
<b>MTM</b>	Miles de toneladas métricas

<b>MTM/A</b>	Miles de toneladas métricas por año
<b>MMT/A</b>	Millones de toneladas métricas por año
<b>MMUS\$</b>	Millones de dólares estadounidenses
<b>MMkW</b>	Millones de kilovatios
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>MW/p</b>	Mega watt por paneles
<b>OCTG</b>	Oil Country Tubular Goods
<b>PC</b>	Pies cúbicos
<b>PC/B</b>	Pies cúbicos por barril
<b>PCD</b>	Pies cúbicos diarios
<b>PCN</b>	Pies cúbicos normales
<b>PCGD</b>	Pies cúbicos de gas diario
<b>Pen</b>	Porcentaje de penetración
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>POES</b>	Petróleo original en sitio
<b>p/p</b>	masa de soluto/masa de solución
<b>t</b>	Toneladas
<b>TA</b>	Toneladas año
<b>TCF</b>	Trillones de pies cúbicos
<b>TD</b>	Toneladas diarias
<b>Tm</b>	Toneladas métricas
<b>Tm/A</b>	Toneladas métricas año
<b>Toe</b>	Tonelada equivalente del Petróleo
<b>TPM</b>	Toneladas Peso Muerto
<b>Und</b>	Unidades
<b>US\$</b>	Dólares estadounidenses
<b>US\$/B</b>	Dólares estadounidenses por barril
<b>US\$/L</b>	Dólares estadounidenses por litro
<b>UT</b>	Unidades tributarias
<b>W</b>	Vatios
<b>Wh</b>	Vatios hora
<b>Ra/Rc</b>	Reacondicionamiento/Recompletación





