



## INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2012



**PDVSA ES  
DEL PUEBLO**



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





INFORME  
DE GESTIÓN  
ANUAL 2012



PDVSA **ES**  
**DEL PUEBLO**



## **INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2012 DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.**

### **COORDINACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Gerencia Corporativa de Presupuesto, Costos y Control de Gestión

Dirección Ejecutiva de Finanzas de Petróleos de Venezuela, S.A.

### **DISEÑO**

Fides Imagen

### **FOTOGRAFÍA**

Archivo Fotográfico Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

Archivo Fotográfico PDVSA

Archivo Fotográfico PDVSA La Estancia

Archivo Fotográfico PDV Caribe

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, 2012**

Avenida Libertador, urbanización La Campiña, apartado N° 169,

Caracas, República Bolivariana de Venezuela, 1050-A

Teléfonos: + 58-212-7084111

**[www.pdvs.com](http://www.pdvs.com)**

Todos los derechos reservados

# ÍNDICE

MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA .....	9
---------------------------------------	---



## VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO ▶ 1

HISTORIA Y DESARROLLO.....	12
FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA .....	14
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO .....	16
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL .....	18
GOBIERNO CORPORATIVO .....	21
ASAMBLEA DE ACCIONISTAS .....	22
JUNTA DIRECTIVA .....	22
RECURSOS HUMANOS.....	27



## PLAN ESTRATÉGICO ▶ 2



## PRINCIPALES ACTIVIDADES ▶ 3

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN .....	34
RESERVAS .....	34
EXPLORACIÓN .....	39
PRODUCCIÓN .....	42
ASOCIACIONES CON TERCEROS .....	48
GAS .....	67
PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL Y LGN .....	68
COMPRESIÓN DE GAS .....	69
TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	70
PROYECTOS DE PDVSA GAS.....	74
GAS DOMÉSTICO.....	75
REFINACIÓN.....	76
CAPACIDAD DE REFINACIÓN .....	76
REFINACIÓN NACIONAL .....	79
REFINACIÓN INTERNACIONAL .....	82
COMERCIO Y SUMINISTRO .....	88
EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS.....	90
MERCADO NACIONAL.....	94
TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS .....	100
SUMINISTRO Y LOGÍSTICA .....	100
EMPRESA NACIONAL DE TRANSPORTE, S.A. (ENT).....	101
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO .....	104
SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL.....	108
AMBIENTE .....	108
PDVSA LA ESTANCIA.....	108
DESARROLLO SOCIAL .....	109



## CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA ▶ 4

PETROAMÉRICA.....	112
PETROCARIBE.....	119
ACUERDOS DE SUMINISTRO.....	127



## NUEVOS NEGOCIOS ▶ 5

PDVSA AGRÍCOLA, S.A.....	130
PDVSA INDUSTRIAL, S.A.....	132
PDVSA SERVICIOS, S.A.....	133
PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.....	139
PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.....	141
PDVSA ASFALTO, S.A.....	141



## COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS ▶ 6



## ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO ▶ 7

RESUMEN EJECUTIVO.....	148
APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN.....	150
FONDO DE AHORRO NACIONAL DE LA CLASE OBRERA TRABAJADORA (FANCO).....	151
LA CONTRIBUCIÓN ESPECIAL POR PRECIOS EXTRAORDINARIOS Y PRECIOS EXORBITANTES EN EL MERCADO INTERNACIONAL DE HIDROCARBUROS.....	151
IMPUESTO SOBRE LA RENTA.....	152
REGALÍA.....	152
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO.....	152
IMPUESTO DE CONSUMO GENERAL.....	152
DIVIDENDOS.....	152
RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS.....	153
RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA.....	154
PRODUCCIÓN.....	163
COSTOS Y GASTOS.....	163
ACTIVO.....	165
PATRIMONIO.....	166
PASIVO.....	166
FLUJO DE CAJA.....	167
PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS.....	167
NUEVOS PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES AÚN NO ADOPTADOS.....	168
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	169
NOMENCLATURA.....	171

# MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA



La Independencia Nacional es una reconquista materializada gracias a una lucha sin tregua encabezada por el Comandante Presidente, Hugo Chávez. El camino al socialismo es uno de sus mandatos, uno de sus legados.

Y sobre ambos pilares se sostiene la Política de Plena Soberanía Petrolera, estrategia que viene dando frutos, como por ejemplo, el incremento de las reservas probadas de petróleo, recursos que en 2012 alcanzaron un récord histórico de 297 mil 735 millones de barriles.

Pero el esfuerzo de la Nueva PDVSA no se centró solamente en la búsqueda, cuantificación y extracción de crudo. Las reservas probadas de Gas Natural al cierre de 2012, sumó 196 billones de pies cúbicos, volumen que coloca al país en el octavo lugar entre las naciones con mayores recursos gasíferos del mundo.



## RESERVAS PROBADAS

CRUDO: **297,7** MMBBls  
GAS NATURAL: **196,4** BPC



## PRODUCCIÓN PROMEDIO

CRUDO: **3,03** MMBD

## La Política Petrolera Bolivariana es nacional, popular y revolucionaria.

Tales definiciones explican su permanente empeño en la defensa del valor del recurso natural, y en el sostenimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) como herramienta imprescindible para concretar ese fin.

Durante su gestión de 2012, la Nueva PDVSA mantuvo un promedio de producción de 3,03 millones de barriles



#### EXPORTACIONES PROMEDIO

**2,56** MMBD



#### PRECIO PROMEDIO DE CRUDO

BARRIL: **103,42** US\$



#### FINANZAS

INGRESO TOTAL: **124.459** MMUS\$

ACTIVOS: **218.424** MMUS\$

PATRIMONIO: **75.828** MMUS\$

GANANCIA INTEGRAL: **4.237** MMUS\$



#### APORTES FISCALES PAGADOS

A LA NACIÓN: **85.982** MMBs

FONDEN: **15.572** MMUS\$

DESARROLLO SOCIAL: **28.293** MMUS\$

diarios, extracción acorde con la política de defensa del precio del barril en los mercados internacionales acordada por la OPEP. Las exportaciones ascendieron a 2,56 millones de barriles diarios. Y el precio promedio de la cesta venezolana de crudos se ubicó en 103,42 dólares por barril en 2012.

La Nueva PDVSA obtuvo en 2012 ingresos totales de 124 mil 459 millones de dólares. Sus activos alcanzaron 218 mil 424 millones de dólares y su patrimonio se situó en 75 mil 828 millones de dólares. Mientras que la ganancia integral registrada en este ejercicio fue de 4 mil 237 millones de dólares.

## Petróleos de Venezuela es del pueblo, ya no está desligada del destino de nuestra patria.

Y al no ser más un enclave garantiza que sus ingresos son dirigidos al bienestar de los venezolanos. Los aportes fiscales pagados a la nación en 2012 se elevaron a 85 mil 982 millones de bolívares. Al Fonden se dirigieron 15 mil 572 millones de dólares y los recursos destinados al Desarrollo Social sumaron 28 mil 293 millones de dólares.

Los logros alcanzados durante 2012 corroboran el papel de PDVSA como una empresa subordinada al Estado venezolano, destinada a garantizar el bienestar del pueblo venezolano y consolidar el Socialismo Bolivariano, objetivos presentes en la indudable disposición de sus trabajadores para enfrentar los retos del futuro.



**RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO**

MINISTRO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO Y MINERÍA  
Y PRESIDENTE DE PDVSA



VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO ▶

**1**



PLAN ESTRATÉGICO ▶

**2**



PRINCIPALES ACTIVIDADES ▶

**3**



CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA ▶

**4**



NUEVOS NEGOCIOS ▶

**5**



COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS ▶

**6**



ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO ▶

**7**



# HISTORIA Y DESARROLLO



Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA) es 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>.

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

SU NÚMERO TELEFÓNICO: **+58 212 708.4111**  
SU SITIO EN INTERNET ES: **WWW.PDVSA.COM**

*El Estado puede suscribir acciones a través de PDVSA*



*Fundada en el año 1975*



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

1| *En lo sucesivo, la República*

2| *En lo sucesivo, Estado*

3| *En lo sucesivo, Ministerio (anteriormente denominado Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo - MPPPM)*

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 empresas tanto en

Venezuela como en el exterior; adicionalmente, 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. En cuanto a las filiales en el exterior, las mismas están involucradas con las actividades de exploración, refinación y comercialización en los Estados Unidos de América, Europa, el Caribe y Latinoamérica.



La actual Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999; así como también 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.

*PDVSA se convierte en el motor fundamental de la economía venezolana*

**AÑO 2000**  
*El Estado recupera el control de los recursos energéticos*

En consonancia con los Artículos Nros. 302 y 311 de la Constitución y el Artículo N° 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e integral del país, la Corporación se convierte en el motor fundamental de la economía venezolana,

contribuyendo activamente con el actual proceso de construcción del Socialismo del Siglo XXI, de acuerdo a lo establecido en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007 – 2013 (Proyecto Nacional Simón Bolívar).



# FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA



La tabla siguiente muestra ciertos datos financieros, operacionales y de recursos humanos de la industria al 31 de diciembre de 2012 y por el período terminado en esa fecha:



**TABLA | FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA**

Fuerza Laboral Propia	111.342	Personas
Fuerza Laboral Contratada	15.603	Personas
Ingresos Operacionales	124.459	MMUS\$
Ganancia Integral	4.237	MMUS\$
Total Activos	218.424	MMUS\$
Total Patrimonio	75.828	MMUS\$
Adquisición Sísmica 3D	1.150	km <sup>2</sup>
Adquisición Sísmica 2D	154	km
Reservas Probadas de Crudo	297,7	MMMBIs
Reservas Probadas de Gas	196,4	MMMMPC
Potencial de Producción de Crudo	3.368	MBD
Producción Nación	3.034	MBD
Producción Gas Natural neta	4.456	MMPCD
Producción Gas Natural	768	MBDPE
Pozos Activos	17.072	Und
Taladros / Año	266	Und
Yacimientos	2.230	Und
Campos Petroleros	234	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
Estaciones de Servicios PDV en Venezuela	908	Und
Estaciones de Servicios Abanderadas con Contrato de Suministro	925	Und
Plantas Compresoras de Gas en PDVSA Gas	105	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

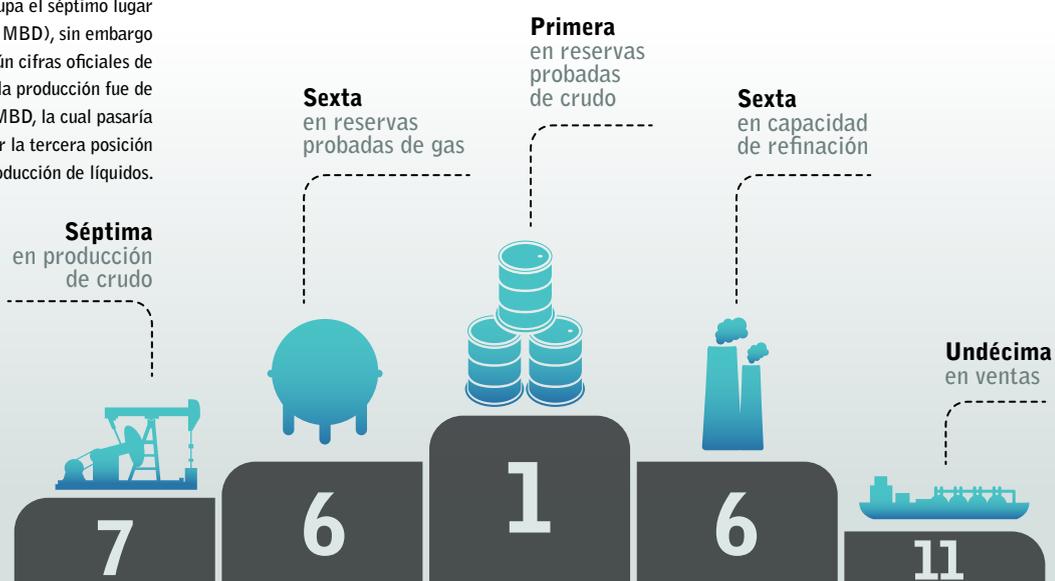
## POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS

De acuerdo con estudio el comparativo publicado el 7 de enero 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:

**TABLA | 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	9	5
2	NIOC	Irán	2	3	2	1	14	13
3	EXXONMOBIL	EUA	9	12	3	12	1	1
4	CNPC	China	3	8	7	10	3	12
<b>5</b>	<b>PDVSA</b>	<b>Venezuela</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>22</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>11</b>
6	BP	Reino Unido	11	16	8	18	8	3
7	ROYAL DUTCH SHELL	Holanda	15	23	6	16	4	2
8	CHEVRON	EUA	13	20	12	23	12	8
9	TOTAL	Francia	18	25	10	21	10	4
10	GAZPROM	Rusia	22	18	1	3	21	24
11	PEMEX	México	5	13	17	36	13	15
12	CONOCOPHILLIPS	EUA	25	27	15	25	7	6
13	KPC	Kuwait	4	5	44	13	20	19
14	SONATRACH	Algeria	16	14	9	7	35	26
15	PETROBRAS	Brasil	10	15	27	37	11	9

Con respecto a la Producción de Líquidos que señala la fuente, ocupa el séptimo lugar (2.500 MBD), sin embargo según cifras oficiales de PDVSA, la producción fue de 3.129 MBD, la cual pasaría a ocupar la tercera posición en producción de líquidos.



FUENTE: *Petroleum Intelligence Weekly*, 7 de enero de 2013. (Basado en cifras del año 2011)

## DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO



PDVSA desarrolla las operaciones principalmente a través de sus empresas filiales; también participa en asociación con empresas locales y extranjeras.

Las operaciones 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.*

Las reservas de crudo y gas natural, así como también, las operaciones de producción y mejoramiento se encuentran localizadas sólo 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.

En el marco del proceso de transformación y cambio de la nueva PDVSA, la Corporación ha impulsado el fortalecimiento del nuevo modelo socio productivo nacional, a través de la creación

de las llamadas filiales No petroleras. Estas empresas se han constituido en el pilar clave para la construcción de un nuevo modelo socialista de negocios que apalanque el proceso de transformación y cambio del aparato productivo nacional. De esta manera, la industria petrolera está orientada al desarrollo endógeno, socio-productivo, social y cuidado ambiental del país y amplía su ámbito de acción creando mayores posibilidades de generar actividad económica y de participación social, a partir del retorno de inversión proveniente de la explotación petrolera.

## ACTIVIDADES

Las operaciones “Aguas arriba” comprende las actividades de exploración, producción y mejoramiento de crudo localizadas en tres divisiones: Oriente, Occidente y Faja. Con respecto al negocio de Gas comprende producción, compresión, procesamiento de LGN y metano.

Con respecto a las operaciones “Aguas abajo” incluyen las actividades de refinación, comercio y suministro de crudo y productos refinados y el procesamiento, transporte y mercadeo de gas natural.

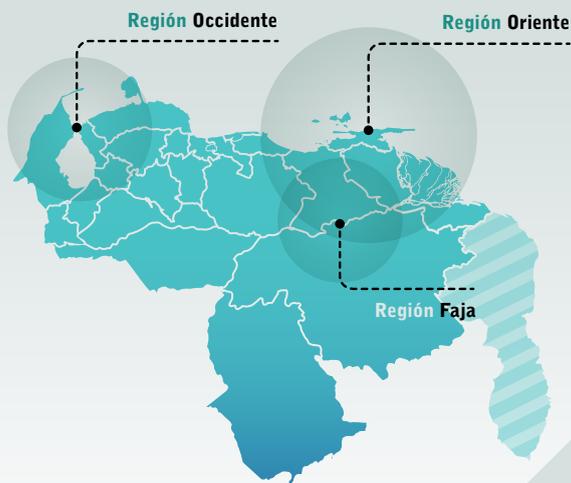
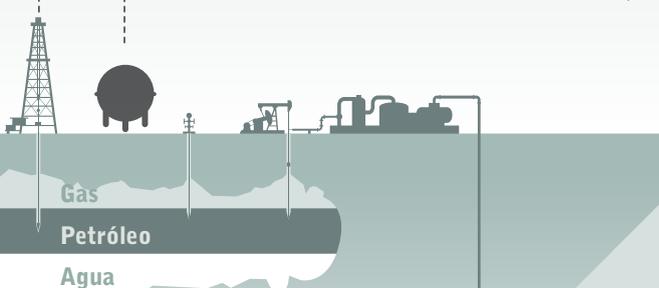
### INFOGRAFÍA | UBICACIÓN DE LAS OPERACIONES AGUAS ARRIBA Y AGUAS ABAJO DE CRUDO Y GAS EN VENEZUELA

#### PROCESO DE LAS OPERACIONES AGUAS ARRIBA

**Exploración, producción y mejoramiento de crudo.**  
Presente en las divisiones.



**Producción, compresión y procesamiento de gas.**  
Presente en todo el país.



#### Transporte y mercadeo de LGN y gas metano.

En el año 2007, el Ejecutivo Nacional dio inicio a la Revolución Gasífera, con la finalidad de ejecutar proyectos para mejorar la calidad de vida de la población venezolana, asegurando el abastecimiento de gas al mercado interno, en especial a los sectores eléctrico, petroquímico, siderúrgico y petrolero.



Gas y productos derivados del crudo presentes en todo el país



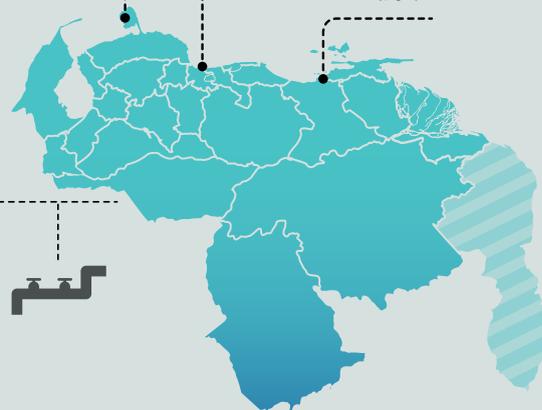
#### PROCESO DE LAS OPERACIONES AGUAS ABAJO

**Producción de LGN, refinación, comercio y suministro de crudo y productos refinados.**

Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

El Palito

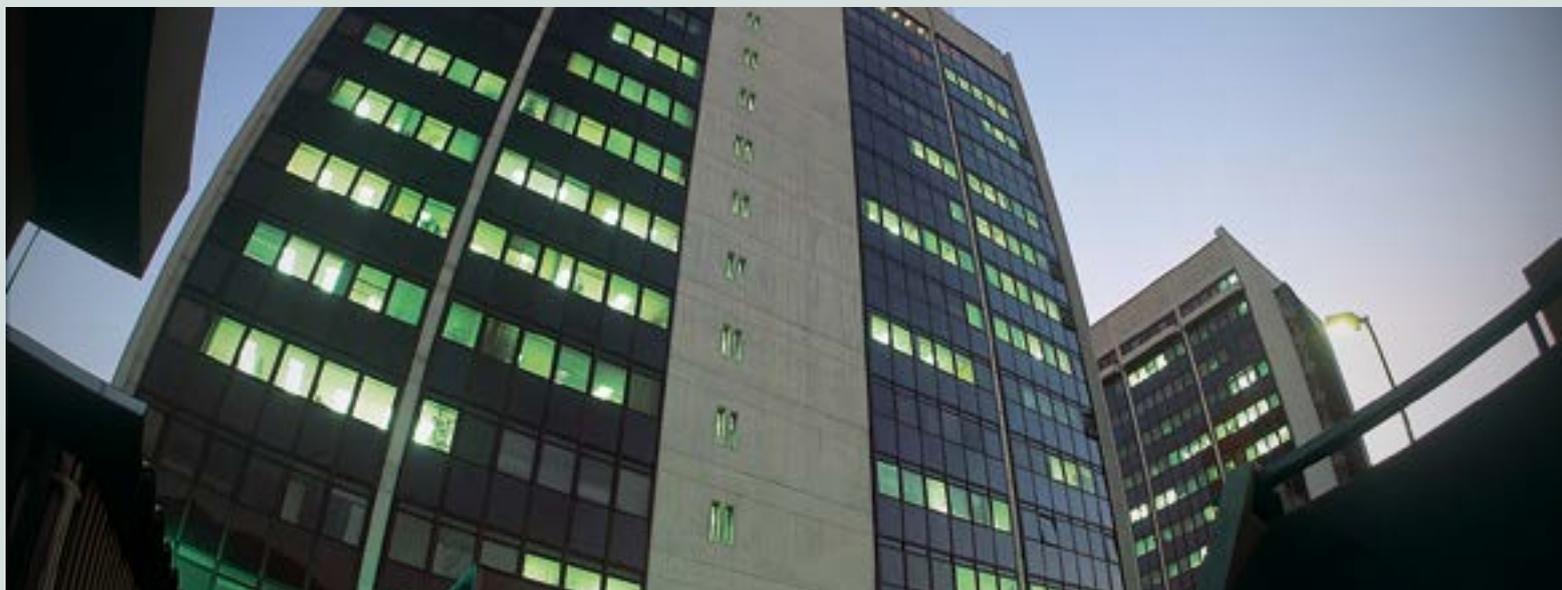
Puerto La Cruz



**Mercadeo de crudo y productos en el mercado internacional:**  
el Caribe, Estados Unidos y Europa



# ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



Hasta el 31 de diciembre del año 1997, PDVSA condujo sus operaciones en la República Bolivariana de Venezuela a través de tres filiales operadoras principales: Lagoven, S.A., Maraven, S.A. y Corpoven, S.A., fusionándose estas organizaciones en una sola a partir del 1° de enero de 1998, siguiendo la estrategia corporativa de maximización de esfuerzos renombrándose la entidad como PDVSA Petróleo y Gas, S.A. e iniciando un proceso de transformación de sus operaciones con el objetivo de mejorar su productividad, modernizar sus procesos administrativos y aumentar el retorno de capital.

Posteriormente, en el mes de mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas, S.A. cambia su denominación social y se convierte 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.

Entre los años 2005 y 2006, y en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera e integración latinoamericana, la empresa constituye dos filiales

para materializar los acuerdos energéticos suscritos con otros países latinoamericanos y del Caribe: PDVSA Caribe, S.A. y PDVSA América, S.A., respectivamente.

Paralelamente, durante ese lapso, también se impulsa el proceso de evaluación de los mecanismos legales para finiquitar los llamados Convenios Operativos, suscritos en la última década del siglo pasado para incentivar la participación de transnacionales privadas en actividades petroleras; lo que se materializa a partir del 1° de abril de 2006, a través de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). Esta acción estuvo orientada a retomar la soberanía nacional y

a 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.

Para finales del año 2007 y durante el 2008, la Corporación inició la creación de las filiales que conforman el sector No Petrolero para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo endógeno e integral del Estado, 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. Actualmente, existen ocho de estas organizaciones en operación: PDVSA Agrícola, S.A., PDVSA Asfalto, S.A., PDVSA Desarrollo Urbano, S.A., PDVSA Industrial, S.A., PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., PDVSA Naval, S.A. y PDVSA Gas Comunal, S.A.

Durante el primer trimestre de 2012, PDVSA efectuó cambios dentro de su organización interna. Estos consistieron en la modificación de la estructura de la Vicepresidencia de Exploración y Producción, adicionándole las siguientes Direcciones Ejecutivas: Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), 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 a su ubicación, en las Direcciones Ejecutivas de Producción Oriente, Occidente y Faja Petrolífera del Orinoco. Estas modificaciones aumentaron la flexibilidad operacional de la Industria así como su modelo gerencial.

## PDVSA SOCIAL, S.A.

En el año 2012 se constituyó esta filial cuyo objeto fundamental es promover y estimular el desarrollo de inversión social, implementar y ejecutar proyectos, planes y programas sociales, administrar e invertir fondos destinados al desarrollo social, crecimiento comunitario y velar por el bienestar y calidad de vida de las comunidades.

Esta Filial será propietaria del porcentaje accionario de las Empresas Mixtas, que transfiera la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CVP) y los dividendos que produzcan tales activos los transferirá al Fondo de Ahorro Nacional.

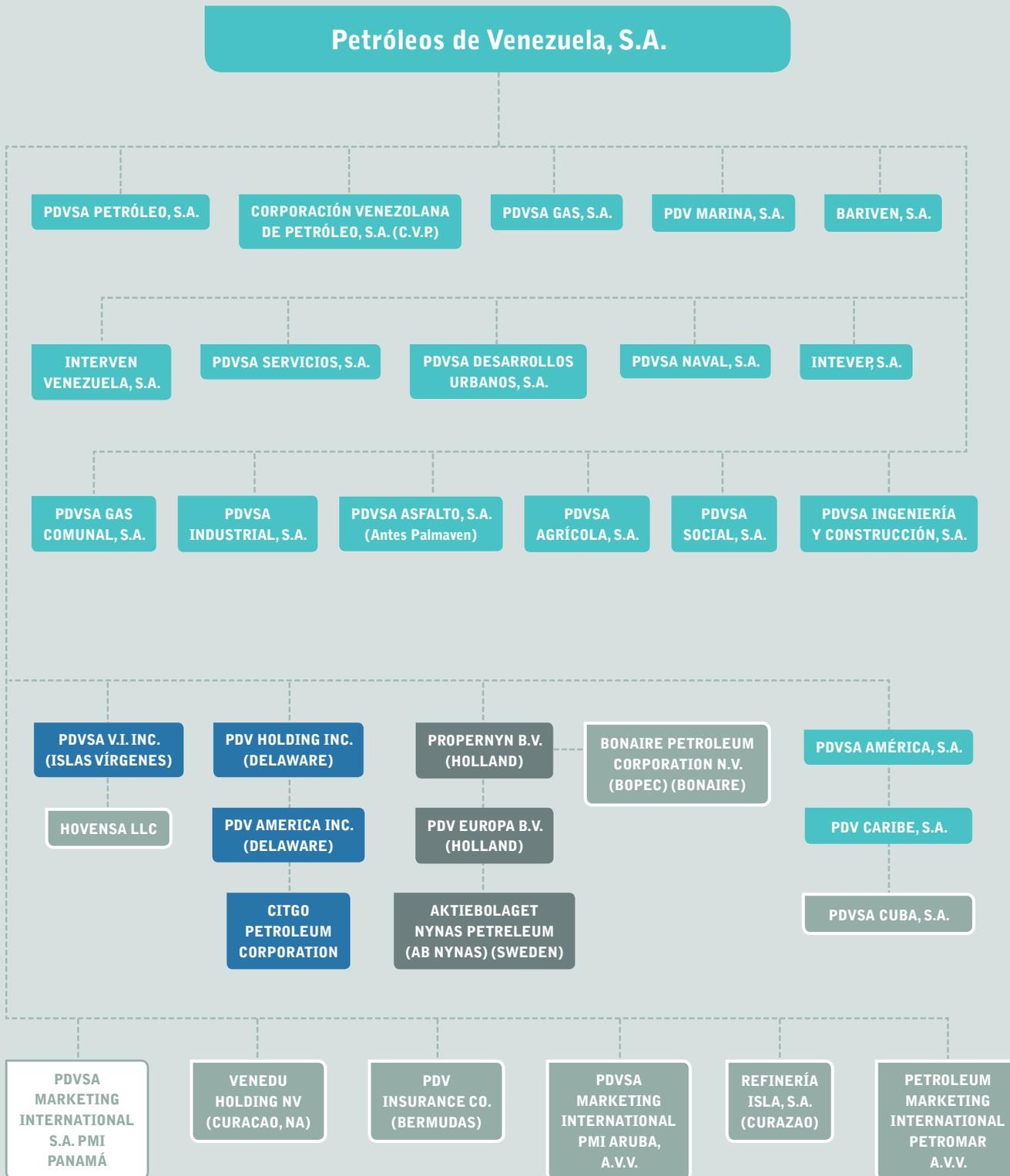
Con respecto a las filiales internacionales, en los Estados Unidos, PDVSA conduce sus operaciones de refinación de crudo y mercadeo de productos refinados y Petroquímicos a través de su filial PDVSA Holding Citgo con sede en Houston, Texas. PDVSA también posee indirectamente 50% de Hovensa por medio de PDVSA Virgin Island, Inc. (PDVSA VI), una empresa mixta con Hess Co. que procesa crudo en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos. No obstante, en enero de 2012, HOVENSA L.L.C., afiliada de PDVSA, anunció el cese de las operaciones de su refinería ubicada en la provincia de Santa Cruz, Islas Vírgenes de los Estados Unidos de América. Del mismo modo se informó que posterior al cierre de la refinería, el complejo

industrial funcionará como un terminal de almacenamiento de hidrocarburos.

En Europa, PDVSA conduce sus actividades de refinación de crudo 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 y propiedad conjunta con Neste Oil. Por medio de Nynas, PDVSA refina crudo, 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., 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 Petróleos (REFIDOMSA).

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



**UBICACIÓN**

- Venezuela
- Estados Unidos
- Europa
- El Caribe
- Centroamérica

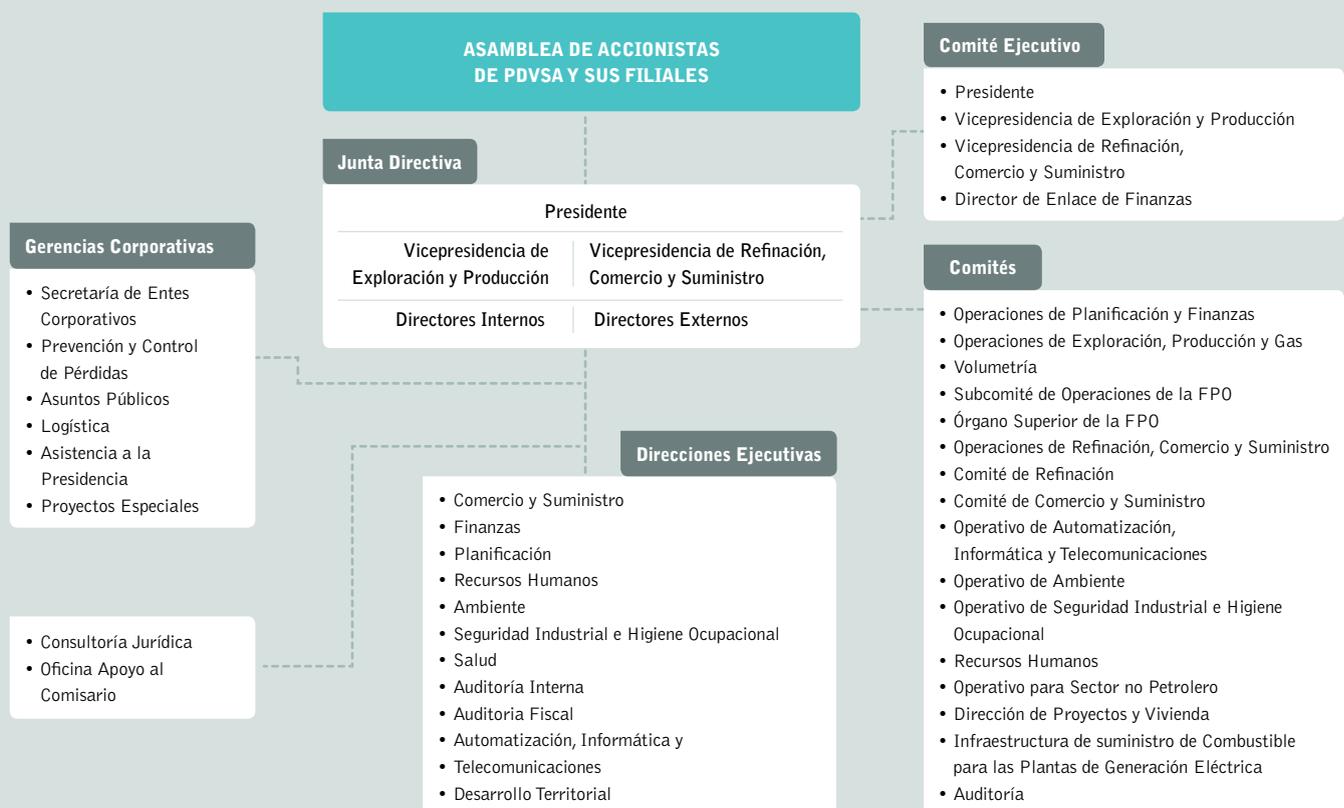


# GOBIERNO CORPORATIVO



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

*A continuación composición de la Estructura del Gobierno Corporativo de PDVSA:*



**En el Año 2012 se creó el Órgano Superior de la Faja Petrolífera del Orinoco:** El Órgano Superior de la Faja Petrolífera del Orinoco, tiene el carácter de Comité de Operaciones y su alcance en materia de competencias y negocios será la de conocer todo lo relativo a las actividades primarias de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de la Faja petrolífera del Orinoco.

Igualmente se creó el Subcomité de Operaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco que tiene por alcance, en materia de competencias y negocios, supervisar, controlar y fiscalizar la ejecución de los proyectos y programas desarrollados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

## • 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 a su suplente.

## • JUNTA DIRECTIVA

---

La última modificación de los estatutos sociales de PDVSA, en fecha 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 11 miembros: un Presidente, dos Vicepresidentes, cinco Directores Internos y tres Directores Externos. La Junta Directiva es nombrada mediante Decreto por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela por un término inicial de dos 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 de la Junta Directiva, los Vicepresidentes de dicha Junta y el Director de enlace de Finanzas.

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

Al 31 de diciembre de 2012, la Junta Directiva está integrada por las siguientes personas:



## RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO

MINISTRO DEL PODER POPULAR PARA EL PETRÓLEO Y MINERÍA  
Y PRESIDENTE DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.

**2004 • 2011**

Por Decreto Presidencial N° 3.264 se desempeña como Presidente de PDVSA y fue ratificado en ese cargo en el año 2011.

**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.

**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.



## ASDRÚBAL CHÁVEZ

VICEPRESIDENTE

<b>2009</b>	Designado como Viceministro de Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.
<b>2007</b>	Designado Vicepresidente de Refinación, Comercio y Suministro, ratificado en el año 2011.
<b>2005</b>	Designado Director de PDVSA, Presidente de PDV Marina, Director de CITGO y representante de PDVSA en diferentes filiales y empresas mixtas, cargos desempeñados hasta la fecha (ratificado el 25 de mayo de 2011).
<b>2004</b>	Fue designado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro de PDVSA.
<b>2003</b>	Fue designado Gerente General de la Refinería El Palito y en agosto nombrado Director Ejecutivo de Recursos Humanos de PDVSA.
<b>2002</b>	Nombrado Asistente a la Junta Directiva de BITOR.
<b>2001</b>	Asignado a la empresa Bitúmenes del Orinoco, S.A. (BITOR) como Gerente de Recursos Humanos.
<b>2000</b>	Asignado a la Oficina de la Presidencia de PDVSA en la Reestructuración del Ministerio de Producción y Comercio y luego en el Proceso de Constituyente Económica.
<b>1994</b>	Liderizó el equipo de Estudio Integral de la Organización de la Refinería El Palito.
<b>1993</b>	Superintendente de Ingeniería de Procesos.
<b>1990</b>	Liderizó el Proyecto de Expansión de las Unidades de Crudo y Vacío de la Refinería el Palito de realizar una especialización en procesos.
<b>1979</b>	Ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito.



## EULOGIO DEL PINO

VICEPRESIDENTE

<b>2008</b>	Vicepresidente de Exploración y Producción.
<b>2005</b>	Director Interno de PDVSA ratificado el 25 de mayo de 2011.
<b>2004</b>	Director de la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CVP)
<b>2003</b>	Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en CVP y representante de PDVSA de las Asociaciones Estratégicas en la FPO.
<b>2001</b>	Gerente de Exploración Costa Afuera en la Plataforma Deltana.
<b>1997</b>	Gerente de Exploración y Delineación en PDVSA.
<b>1996 • 1997</b>	Vicepresidente de la Sociedad Internacional de Geofísicos y Fundador y Coordinador de la Unión Latinoamericana de Geofísicos.
<b>1990 • 1994</b>	Presidente y Vicepresidente de la Asociación de Geofísicos de Venezuela.
<b>1991</b>	Diferentes Posiciones Gerenciales en Corpoven.
<b>1990</b>	Gerente Técnico para Latinoamérica en Western Atlas.
<b>1979</b>	Diferentes Posiciones técnicas y supervisorias en Intevep.



## RICARDO CORONADO

DIRECTOR INTERNO

**2011** Miembro del Comité de Dirección de Proyectos de Vivienda, miembro de la Junta Directiva de CVP; así como también Director Ejecutivo de PDVSA Occidente.

**2009** Presidente de PDVSA Gas, Director de Bariven, Vicepresidente de PDVSA Insurance Company, LTD, Presidente del Proyecto de Respuesta Rápida de Generación Eléctrica de PDVSA.

**2008** Gerente Corporativo de Producción y miembro de la Junta Directiva de PDVSA en calidad de Director Interno.

**2007** Gerente General de la División Costa Afuera.

**2005** Gerente General Exploración y Producción Occidente.

**2004** Subgerente General de Exploración y Producción Occidente.

**2003** Gerente de Coordinación Operacional en Barinas y Apure así como Gerente de la Unidad de Negocios de Producción Barinas.

**2001** Gerente de Operaciones de Producción en el estado Barinas.

**2000** Gerente de Operaciones de Producción en el estado Apure.

**1998** Gerente de Seguridad de los Procesos en Barinas.

**1997** Superintendente de Análisis de Riesgos de la Gerencia de Seguridad de los Procesos en Maracaibo.

**1993** Jefe de las Unidades de Plantas de Vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero, estado Zulia.

**1990** Jefe de la Sección de Tecnología de Operaciones en las Plantas de Lagunillas.

**1987** Designado Jefe de la Unidad de Plantas de Compresión de Gas Unigas y Lamargas.

**1985** Supervisor de operaciones de la Planta de Compresión de Gas Lago 1 en Bachaquero.

**1981** Ingeniero de Plantas en Anaco.



## VÍCTOR AULAR

DIRECTOR INTERNO

**2011** Director Interno miembro de Junta Directiva de PDVSA.

**2007** Director Ejecutivo de Finanzas.

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

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

**2002** Apoyó al proceso de recuperación y actualización de los sistemas financieros, administrativos y contables, luego de las terribles consecuencias del sabotaje petrolero de 2002 y 2003.



## JESÚS LUONGO

DIRECTOR INTERNO

**2011** Designado miembro de la Junta Directiva de PDVSA como Director Interno.

**2007** Director Ejecutivo de Refinación, Director de PDV Marina y Bariven.

**2004** Designado Sub Gerente del Centro de Refinación Paraguaná, hasta el 18 de marzo del mismo año, cuando pasó a ocupar el cargo de Gerente General.

**1998 • 2002** Gerente de Suministros de Amuay, Gerente de Conversión Media en Cardón y Gerente de Ingeniería de Procesos.

**1987** Ingeniero de Procesos en diferentes posiciones técnicas y supervisorías.

**1984** Ingeniero de Procesos en la Refinería Amuay.



## OWER MANRIQUE

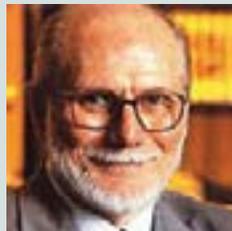
DIRECTOR INTERNO

**2011**

Director Ejecutivo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones, presidente de PDVSA Industrial y miembro de la Junta Directiva de PDVSA como Director Interno.

**1989**

Desempeño diversos cargos técnicos y supervisorios en las áreas de Instrumentación, Mantenimiento y Automatización de Producción.



## JORGE GIORDANI

DIRECTOR EXTERNO

Ministro del Poder Popular para Planificación y Finanzas: Ingeniero Electrónico, graduado en la Universidad de Bologna, Italia, con maestría en Planificación del Desarrollo del Centro de Estudios del Desarrollo (CENDES) de la Universidad Central de Venezuela (UCV) y doctorado en la Universidad de Sussex, en Reino Unido. Es Director Principal del Banco Central de Venezuela, en representación del Ejecutivo Nacional. A partir del 25 de mayo de 2011 forma parte de la Junta Directiva de PDVSA.



## ORLANDO CHACÍN

DIRECTOR INTERNO

**2011**

Director Ejecutivo de Oriente y forma parte de la Junta Directiva de PDVSA como Director Interno.

**1983**

Gerente General de Exploración y Producción de PDVSA Intevep.



## NICOLÁS MADURO

DIRECTOR EXTERNO

Dirigente político y sindical de amplia trayectoria. Desde agosto de 1999 hasta enero de 2000 fue miembro de la Asamblea Nacional Constituyente, donde presidió la Comisión de Participación Ciudadana y formó parte de la Comisión de lo Económico y Social. Fue presidente de la Asamblea Nacional en 2005 y parte de 2006, año en el cual pasó a ejercer el cargo de ministro de Relaciones Exteriores. En el año 2012 es nombrado Vicepresidente de la República Bolivariana de Venezuela. A partir del 25 de mayo de 2011 hasta octubre de 2012 formó parte de la junta directiva de Petróleos de Venezuela.



## WILLS RANGEL

DIRECTOR EXTERNO

**2011**

Miembro del Plan Nacional de Contingencia de PDVSA y forma parte de la Junta Directiva como Director Externo.

**1989**

Dirigente Sindical ejerciendo el cargo de Presidente de la Federación Unitaria de Trabajadores del Petróleo, Gas, Similares y Derivados de Venezuela (FUTPV).

# RECURSOS HUMANOS



La Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos se planteó una serie de retos que variaron de acuerdo a la naturaleza estratégica y funcional de su gestión, dando continuidad al rediseño de sus estructuras organizacionales bajo el enfoque del Modelo de Productivo Socialista y potenciando el talento humano de PDVSA, desarrollando bajo estos grandes lineamientos todos los programas de acción ejecutados en la materia durante el 2012.

**E**n el sentido estratégico, las iniciativas estuvieron orientadas a promover el reforzamiento y las mejoras de los mecanismos de gestión y gobernabilidad dentro de la función de recursos humanos, con el propósito de apalancar los planes, negocios y objetivos de la Industria, atendiendo los ámbitos correspondientes a las filiales petroleras, filiales no petroleras y empresas mixtas, de acuerdo a los enunciados del nuevo esquema productivo nacional basado en la inclusión y la participación.

La fuerza laboral de PDVSA y sus filiales petroleras, a nivel nacional como internacional, se ubicó hasta diciembre del año 2012, en 111.342 trabajadores, donde se engloban 106.465 personas dedicadas en su mayoría a la producción y mantenimiento de las estructuras tradicionales de la Industria, junto al Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco y Costa Afuera. Adicionalmente, incluye 4.877 trabajadores ubicados en las filiales del exterior, cuyo objetivo es el de construir la integración latinoamericana.

Por otra parte, la fuerza laboral contratista, hasta diciembre de 2012, cerró en 15.603 trabajadores, los cuales están apoyando, principalmente, las operaciones de mantenimiento y construcción en las áreas de: Oriente, Occidente, Centro Occidente y Centro de Refinación Paraguaná.

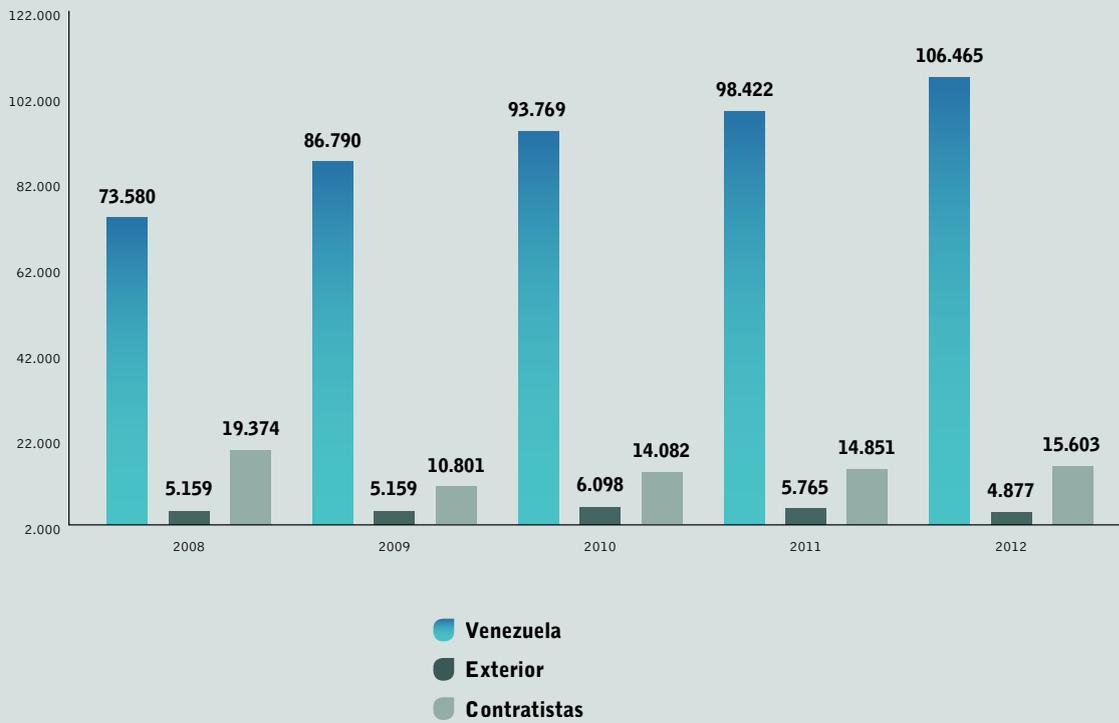
En el año 2012, ingresaron a PDVSA un total de 10.189 nuevos trabajadores, los cuales responden a la puesta en marcha del Plan Acelerado de Producción, a la continuidad de los proyectos de expansión y adecuación de la infraestructura en el Sistema de Refinación nacional y a los proyectos para el desarrollo de la Faja Petrolífera y Costa Afuera. De esta cifra, 4.150 provienen de la Gran Misión Saber y Trabajo y Misión Ribas Técnica, los cuales se han insertado en las labores que desarrollan los siguientes negocios y proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco: Servicios Faja, Producción Faja y Empresas Mixtas.

A continuación se presenta la evolución de la fuerza laboral de PDVSA, en los últimos cinco años:



**GRÁFICO | EVOLUCIÓN DE LA FUERZA LABORAL DE PDVSA**

2008-2012





VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO ▶

1



PLAN ESTRATÉGICO ▶

2



PRINCIPALES ACTIVIDADES ▶

3



CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA ▶

4



NUEVOS NEGOCIOS ▶

5



COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS ▶

6



ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO ▶

7





El Plan Siembra Petrolera 2013-2019 se fundamenta sobre las líneas estratégicas contenidas en el Plan de la Patria, programa que contiene las directrices políticas, sociales, económicas y geopolíticas del Gobierno Bolivariano para los próximos años y en el que se establece, como uno de los principales objetivos históricos, la defensa y consolidación de la Independencia Nacional.

## GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS

---

- *Independencia Nacional* para preservar y consolidar la soberanía sobre los recursos de hidrocarburos.
- *Continuar construyendo el Socialismo Bolivariano del siglo XXI* mediante el desarrollo de las fuerzas productivas.
- *Convertir a Venezuela en un país potencia*, gracias a la explotación racional de sus reservas de hidrocarburos y teniendo como metas la máxima felicidad del pueblo venezolano y el desarrollo de una nueva geopolítica nacional en el contexto de la integración latinoamericana.
- *Impulsar una nueva geopolítica internacional* en la cual la explotación racional de los hidrocarburos contribuya a que Venezuela siga desempeñando un papel protagónico en la construcción de un mundo multicéntrico y pluripolar.
- *Contribuir con la preservación de la vida en el planeta y la salvación de la especie humana* teniendo como premisas la defensa permanente de la soberanía del Estado sobre los recursos naturales y su aprovechamiento en forma racional, óptima y sostenible para el beneficio del pueblo venezolano.

Todo esto explica entonces que la estrategia dirigida al sector hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela responda a esos mandados supremos, y se materialice en la denominada Plena Soberanía Petrolera mediante su operadora estatal: Petróleos de Venezuela, S.A.

La Política de Plena Soberanía Petrolera, otro de los legados del Presidente Chávez, es, a su vez, nacional, popular y revolucionaria.

- **NACIONAL**, porque por intermedio de ella recobramos el absoluto control de las actividades petroleras y gasíferas, tal como lo establece nuestra Constitución de la Republica Bolivariana de Venezuela.
- **POPULAR**, porque luego de la derrota del sabotaje petrolero el pueblo venezolano, junto con la Fuerza Armada Bolivariana, se convirtieron en actores fundamentales del rescate, operatividad de la industria y nacimiento de la Nueva PDVSA.
- **Y REVOLUCIONARIA** porque en la República Bolivariana de Venezuela las divisas generadas por la explotación de nuestros recursos naturales, se transforman en inversión social y desarrollo de infraestructura.

*En este contexto político los objetivos estratégicos de PDVSA, sus filiales y las Empresas Mixtas son los siguientes:*

- 1 | Consolidar la hegemonía de la producción nacional de petróleo.
- 2 | Fortalecer la actividad exploratoria en la búsqueda de reservas de crudo mediano y liviano, así como también la certificación de esas reservas.
- 3 | Desarrollar la capacidad de producción del país sobre la base de las inmensas reservas de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco y de las reservas de gas libre localizadas en el Cinturón Gasífero.
- 4 | Incrementar de forma sistemática la capacidad de refinación y mejoramiento de crudo.
- 5 | Asegurar la capacidad de transporte, almacenamiento y despacho de petróleo, gas y productos tanto para el mercado nacional como para la exportación.
- 6 | Desarrollar la industrialización de los hidrocarburos,
- 7 | Fortalecer y profundizar el conocimiento y el desarrollo científico - tecnológico pertinente
- 8 | Consolidar nuestros mercados de exportación de crudo y productos refinados
- 9 | Fortalecer la cooperación energética latinoamericana y caribeña.
- 10 | Asegurar el abastecimiento energético de la Nación.
- 11 | Consolidar la conciencia ideológica – política del trabajador de la industria petrolera en cuanto a la defensa de los recursos naturales de la nación y en cuanto a nuestra función como servidores públicos.

### METAS DEL PLAN SIEMBRA PETROLERA

Las principales metas establecidas para 2019, son:

- 1 | Incrementar el nivel de producción de crudo a 6.000 MBD en 2019, de los cuales 4.000 MBD provendrán de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- 2 | Aumentar la producción de gas natural a un volumen de 11.947 MMPCD, logrando un significado aporte de la explotación de las reservas localizadas en el Cinturón Gasífero de nuestro mar territorial.
- 3 | Incrementar la producción de Líquido del Gas Natural a 255 MBD.
- 4 | Elevar la capacidad de refinación en el sistema nacional a 2,2 MMBD y a nivel internacional a 2,4 MMBD, para una capacidad total de 4,6 MMBD.
- 5 | Alcanzar un nivel de exportaciones de crudo y productos de 5,6 MMBD
- 6 | Desarrollar de forma sistemática y sustentable la capacidad industrial de bienes y servicios requeridos por las actividades medulares de hidrocarburos.
- 7 | Consolidar la capacidad propia de transporte de crudo y productos.

## RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS

El Plan de Inversiones para el período 2013-2019, es aproximadamente de 257 mil millones de dólares para alcanzar un nivel de producción de 6.000 MBD de petróleo crudo, 11.947 MMPCD de gas y 255 MBD de líquidos del gas natural.

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

La siguiente tabla muestra un resumen de las inversiones para el período 2013-2019.

### TABLA | DESEMBOLSOS POR INVERSIONES 2013 – 2019

(EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES)

2012	Desembolsos por Inversiones	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total 2013-2019
12.475	Exploración y Producción	16.940	20.294	22.998	28.500	32.941	34.095	33.439	189.207
2.682	PDVSA Gas	1.305	3.466	4.438	4.559	3.040	2.730	2.510	22.048
2.094	Refinación	2.671	6.344	5.761	4.393	2.942	1.441	2.168	25.720
715	Comercio y Suministro	868	900	900	900	900	900	900	6.268
6.613	Otras Organizaciones	3.537	1.701	1.701	1.701	1.701	1.701	1.701	13.743
<b>24.579</b>	<b>TOTAL</b>	<b>25.321</b>	<b>32.705</b>	<b>35.798</b>	<b>40.053</b>	<b>41.524</b>	<b>40.867</b>	<b>40.718</b>	<b>256.986</b>

Los principales proyectos a acometer a los fines de alcanzar los objetivos estratégicos antes indicados se detallarán en los capítulos de los negocios de este informe:

#### PROYECTOS ASOCIADOS A LA CADENA DE VALOR DEL NEGOCIO DEL PETRÓLEO:

- Proyecto Integral de Exploración (PIEX). Puerto La Cruz y El Palito.
- Nuevos Desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco (soportado por las actividades de esfuerzo propio y las nuevas Empresas Mixtas: Petroindependencia, Petrocarabobo, Petrovictoria, Petromacareo, Petrourica, Petrojunín y Petromiranda).
- Proyecto de Adecuación de Conversión Media y Profunda CRP.
- Crecimiento de las Divisiones Ayacucho, Carabobo, Junín, Boyacá y Mejoramiento.
- Construcción de Nuevas Refinerías en territorio nacional.
- Conversión Profunda en las Refinerías: Construcción de nuevos Sistemas de Distribución de Combustibles (SUFAZ, Refinería Puerto La Cruz, Mérida – Táchira).

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

- Proyecto Mariscal Sucre.
- Plataforma Deltana.
- Proyecto Rafael Urdaneta.
- Proyectos Gas Anaco y San Tomé.
- Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose (ACFJ).
- Planta de Extracción Profunda de LGN Soto I, IV Tren San Joaquín y Piritál I.
- Gasoductos General José Francisco Bermúdez (SINORGAS), Eje Orinoco – Apure, Norte Llanero y Ampliación Gasoducto Ulé – Amuay.
- Gasificación Nacional.
- Proyecto Autogas.



VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO ▶

1



PLAN ESTRATÉGICO ▶

2



PRINCIPALES ACTIVIDADES ▶

3



CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA ▶

4



NUEVOS NEGOCIOS ▶

5



COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS ▶

6



ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO ▶

7





## 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 MPPPM, siguiendo el manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos establecidas por este ente oficial. Estas normas, no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.

Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos, estimados con razonable certeza, 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: desarrolladas, representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles; y no desarrolladas, las cuales son volúmenes que se esperan recuperar mediante inversiones en la perforación de

nuevos pozos en áreas no drenadas o con la completación de pozos.

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 2012, la producción fue de 1.063 MMBls de crudo (2.905 MBD), lo que ha permitido alcanzar

una producción acumulada de crudo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2012 de 67.076 MMBls. La producción comercial de crudo en la República, está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón es de 43.239 MMBls (anteriormente denominada Occidental-Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia, Falcón, Trujillo y el Golfo de Venezuela; Barinas-Apure es de 1.445 MMBls (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la Oriental es de 22.392 MMBls que se extiende a

lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y Sucre (la FPO pertenece a la cuenca Oriental); y la de Carúpano no tiene producción acumulada, incorporada desde el año 2006 y que abarca el Norte del estado Sucre, el estado Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas.

*La 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 2012:*

**TABLA | RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA**

Cuenca	Probadas <sup>1</sup>	Probadas Desarrolladas	2012 Producción <sup>5</sup>	Relación Reservas Probadas / Producción
	MMBls al 31/12/2012		MBD	AÑOS
<b>Crudo</b>				
Maracaibo-Falcón	19.986	4.714	797	69
Barinas-Apure	1.191	240	46	71
Oriental <sup>2</sup>	276.156	8.021	2.062	366
Carúpano	402	-	-	-
<b>Total Crudo</b>	<b>297.735</b>	<b>12.975</b>	<b>2.905</b>	<b>280</b>
<b>Gas Natural en MMBpe <sup>3</sup></b>				
Maracaibo-Falcón	7.543	1.352	132	156
Barinas-Apure	60	22	6	27
Oriental <sup>4</sup>	23.782	5.394	630	103
Carúpano	2.479	-	-	-
<b>Total Gas Natural en MMBpe</b>	<b>33.864</b>	<b>6.768</b>	<b>768</b>	<b>120</b>
<b>Total Hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>331.599</b>	<b>19.743</b>	<b>3.673</b>	<b>247</b>

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

<sup>2</sup> Incluye crudo extrapesado: reservas probadas de 257.136 MMBls, reservas probadas desarrolladas por 4.053 MMBls, producción de 859 MBD y relación reservas probadas/producción de 818 años.

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

<sup>4</sup> Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 10.073 MMBpe al 31 de diciembre de 2012.

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

En el año 2012, 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 y producción anual para cada uno de los campos principales de petróleo de PDVSA, al 31 de diciembre de 2012:

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

PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Nombre del Campo	Ubicación	Producción 2012	Año del Descubrimiento	Reservas Probadas	Relación de Reservas Probadas/Producción
	ESTADO	MBD		MMBls	AÑOS
Zuata Principal	Anzoátegui	232	1985	53.575	632
Machete	Guárico	-	1955	42.471	-
Iguana Zuata	Anzoátegui	-	1981	33.965	-
Cerro Negro	Anzoátegui	158	1979	32.240	556
Cerro Negro	Monagas	218	1979	22.919	288
Zuata Norte	Anzoátegui	38	1981	9.607	696
Makiritare	Anzoátegui	-	1979	7.550	-
Lache	Anzoátegui	-	1979	6.719	-
Mamo	Anzoátegui	-	1980	6.611	-
Rio Negrino	Anzoátegui	-	1979	6.232	-
Huyapari	Anzoátegui	165	1979	4.193	69
Tía Juana Lago	Zulia	102	1925	6.336	84
Guahibo	Anzoátegui	-	1979	2.772	-
Bare	Anzoátegui	75	1950	1.905	70
Mulata	Monagas	196	1941	3.354	14
Bloque VII: Ceuta	Zulia	111	1956	3.140	46
Bachaquero Lago	Zulia	56	1930	3.142	77
Farante	Anzoátegui	-	1980	1.588	-
Kuripaco	Anzoátegui	-	1980	1.488	-
Dobokubi	Anzoátegui	19	1981	1.409	205
Boscan	Zulia	107	1945	2.573	32
El Furrial	Monagas	365	1986	2.235	8
Mamo	Monagas	-	1980	1.173	-



## RESERVAS DE CRUDO

Los niveles de las reservas probadas de crudo, al cierre del año 2012, se ubicaron en 297.735 MMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 19.986 MMBls Maracaibo-Falcón; 1.191 MMBls Barinas-Apure; 276.156 MMBls Oriental y 402 MMBls Carúpano. Para la FPO las reservas ascienden a 258.809 MMBls de crudo, de las cuales corresponden a crudo pesado 3.935 MMBls y a crudo extrapesado 254.874 MMBls.

En el año 2012, se destaca la incorporación de 1.228 MMBls de reservas probadas, de los cuales 123 MMBls fueron por descubrimientos y 1.105 MMBls por revisiones; de estas últimas,

252 MMBls corresponden a recuperación secundaria de Occidente. En el año 2011, se destaca la incorporación de 2.159 MMBls. En el año 2010, fue de 86.411 MMBls, en el año 2.009, se incorporaron 39.949 MMBls, y en el año 2008, 74.143 MMBls.

Esta incorporación representa una tasa de reemplazo de reservas de crudo que indica los barriles incorporados por cada barril producido, de 116% (2012), 198% (2011), 8% (2010), 4% (2009) y 6% (2008). Estas variaciones son resultado, en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de crudo en sitio y del uso de tecnología de recuperación secundaria en los

yacimientos de crudo. En el año 2012, el incremento fue generado principalmente por la revisión de las reservas probadas de crudo en los yacimientos pertenecientes a las Áreas Tradicionales y a la FPO (1.228 MMBls).

De acuerdo con los niveles de producción del año 2012, las reservas probadas de crudo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 280 años aproximadamente, para lo cual se está ejecutando el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, que prevé el desarrollo de las reservas de una forma adecuada y sustentable.

## RESERVAS DE GAS NATURAL



La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 196.409 MMMPCN (33.864 MMBpe) al 31 de diciembre de 2012 de los cuales 58.422 MMMPCN (10.073 MMBpe) están asociados a la FPO, razón por la cual se confirma que las arenas de la FPO no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 35.949 MMMPCN están asociadas a crudo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Las reservas

de gas natural de PDVSA son, en su mayoría, de gas asociado el cual se produce conjuntamente con el crudo y una alta proporción de estas reservas probadas, son desarrolladas.

Durante el año 2012, se inyectaron 1.057 MMMPCN con el propósito de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 40% del gas natural que se produjo (2.617 MMMPCN).

Las reservas de gas por cuenca, se distribuyen de la siguiente

manera: 7.543 MMBpe Maracaibo-Falcón, 60 MMBpe Barinas-Apure, 23.781 MMBpe Oriental y 2.747 MMBpe Carúpano. Durante el año 2012, se incorporaron 2.747 MMMPCN, de los cuales 306 MMMPCN fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 2.441 MMMPCN por revisión de yacimientos existentes.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas de crudo y de gas natural, que incluyen las reservas remanentes totales probadas y probadas desarrolladas:

**TABLA | RESERVAS PROBADAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA**

EXPRESADAS EN MILLONES DE BARRILES (MMBIs), A MENOS QUE SE INDIQUE LO CONTRARIO

	2012	2011	2010	2009	2008
<b>Reservas Probadas</b>					
Condensado	2.618	2.647	1.977	1.844	1.788
Liviano	10.390	10.157	10.229	10.390	9.867
Mediano	9.786	9.650	10.437	10.822	11.333
Pesado	17.805	17.733	17.630	17.852	17.724
Extrapesado <sup>1</sup>	257.136	257.384	256.228	170.265	131.611
<b>Total crudo</b>	<b>297.735</b>	<b>297.571</b>	<b>296.501</b>	<b>211.173</b>	<b>172.323</b>
<b>Relación de Reservas/Producción (Años)</b>					
	<b>279</b>	<b>273</b>	<b>274</b>	<b>192</b>	<b>144</b>
Gas natural (MMMPCN)	196.409	195.234	195.096	178.877	176.015
Gas natural (MMBpe)	33.864	33.661	33.637	30.841	30.347
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>331.599</b>	<b>331.232</b>	<b>330.138</b>	<b>242.014</b>	<b>202.670</b>
<b>Reservas Probadas Desarrolladas</b>					
Condensado	639	674	400	399	346
Liviano	1.891	1.932	2.099	2.209	2.221
Mediano	2.071	2.237	2.474	2.875	3.431
Pesado	4.321	4.464	4.666	4.822	4.631
Extrapesado	4.053	4.345	4.608	4.749	5.669
<b>Total Crudo</b>	<b>12.975</b>	<b>13.652</b>	<b>14.248</b>	<b>15.054</b>	<b>16.298</b>
Gas natural (MMMPCN)	39.252	37.217	36.283	36.682	38.682
Gas natural (MMBpe)	6.768	6.417	6.256	6.324	6.669
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>19.759</b>	<b>20.069</b>	<b>20.504</b>	<b>21.378</b>	<b>22.967</b>
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
<b>Crudo</b>	<b>4%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>	<b>9%</b>
<b>Gas natural</b>	<b>20%</b>	<b>19%</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>	<b>22%</b>

<sup>1</sup> Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican, al cierre de diciembre de 2012 en 254.874 MMBIs, aproximadamente.

**NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS**

En el año 2012, se destaca la incorporación por descubrimiento de trece nuevos yacimientos, como resultado de la revisión de reservas efectuadas en los Campos: Travi, Oritupano y El Salto (Cuenca Oriental), Silvestre y Maporal (Cuenca Barinas - Apure), Bloque VIII-Centro, Bloque-X Lago y Bachaquero (Cuenca Maracaibo-

Falcón), los cuales equivalen a 123 MMBIs de crudo y 306 MMMPCN de gas. Tres de estos nuevos yacimientos corresponden al esfuerzo de Exploración, mediante la perforación de los pozos: TRAVI-6X (Cuenca Oriental), SSW-64X y SMW-31X (Cuenca Barinas-Apure).

Como parte de los estudios consignados por PDVSA Gas, se resalta el descubrimiento de un yacimiento de Gas Húmedo "VEA3 AG 37", el cual se convierte en el primer estudio aprobado en áreas tradicionales por el MPPPM con estas características, con lo que se logró incorporar un volumen de 2 MMMPCN de gas.

## EXPLORACIÓN



La actividad exploratoria durante el año 2012, fue realizada de conformidad con los lineamientos estratégicos, enmarcados en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación y las directrices de PDVSA establecidas en el Plan Siembra Petrolera.

Seguidamente se presentan los resultados de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el periodo enero-diciembre de 2012. Se logró la aprobación ante el MPPPM de un volumen de Reservas Probadas+Probables de 64,35 MMBls de crudo y 525,76 MMMPC de gas respectivamente, asociadas a reservas por descubrimiento con la perforación de los pozos SMW-31X y TRV-6X. A continuación detalle por área:

**TABLA | ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)**

Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBls	MMMPCG	MMBls	MMMPCG	MMBls	MMMPCG
Boyacá	SILVESTRE ESTE-AX	SSW-64X	1,35	0,03	-	-	1,35	0,03
Boyacá	MAPORAL SE-AX	SMW-31X	2,38	0,36	-	-	2,38	0,36
Oriente	TRAVI NORTE-CX	TRV-6X	27,38	237,27	33,24	288,10	60,62	525,37
<b>Total</b>			<b>31,11</b>	<b>237,66</b>	<b>33,24</b>	<b>288,10</b>	<b>64,35</b>	<b>525,76</b>

La actividad llevada a cabo por los Proyectos de Estudios Exploratorios durante el 2012, 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, con el propósito de identificar los volúmenes de hidrocarburos requeridos.

Durante el año 2012, se trabajaron un total de 37 proyectos de estudios

exploratorios (31 nacionales y 6 internacionales), con el objetivo de investigar un volumen de expectativas estimadas en 43.909 MMBls de crudo y 97.821 MMMPC de gas, para los proyectos nacionales y 2.665 MMBls de crudo y 25.770 MMMPC de gas, para los proyectos internacionales.

Geográficamente, los proyectos nacionales se encuentran ubicados en las áreas de Oriente, Occidente y en Boyacá (Barinas – Apure). A nivel internacional, en la República de Bolivia (Proyectos Bloques Sub Andino Norte y Sub Andino Sur), Cuba, Ecuador, Perú y Argentina, países con los cuales la República ha firmado convenios de cooperación.

Al cierre del período, se finalizaron cuatro proyectos nacionales: Proyecto de Generación de Oportunidades (PGO) Sarare-La Cuchilla, Proyecto de Generación de Prospectos (PGP) Barinas Oeste (Boyacá), PGP Zulia Occidental (Occidente) y PGP Norte de Monagas Fase II (Oriente). Entre los resultados más resaltantes se indican:

#### **PGO RUBIO SARARE-LA CUCHILLA**

---

La incorporación, actualización y desincorporación de oportunidades, así como también, validación de expectativas. A través de la ejecución de este proyecto se incorporaron nuevos datos, se actualizó y validó el mapa geológico de superficie para efectuar la calibración de sísmica-superficie, elaborar el modelo estructural, generar el marco cronoestratigráfico, caracterizar estilos estructurales y determinar las áreas de generación de hidrocarburos. De la misma manera, de obtuvieron volúmenes asociados a crudo y

gas de 150 MMBls y 17 MMMPC, respectivamente. Adicionalmente, se propone la toma de nuevos datos sísmicos en el área de Rubio y Burgua, con la finalidad de reclasificar las oportunidades como prospectos y realizar proyectos de reexploración en las áreas cercanas a los pozos Jordán-1X y Cutufito-1X.

#### **PGP BARINAS OESTE**

---

Incorporación de 10 oportunidades tipo prospectos, con objetivos geológicos a nivel de las formaciones Escandalosa y Gobernador. Adicionalmente, se recomienda la perforación de un pozo exploratorio en el área de Barinas Oeste con el propósito de identificar zonas prospectivas similares. El volumen asociado de las expectativas está en el orden de los 76,8 MMBls de crudo y los 3,4 MMMPC de gas.

#### **PGP ZULIA OCCIDENTAL**

---

Se actualizaron dos oportunidades y se desincorporaron 10 oportunidades. La estimación de expectativas de hidrocarburos arroja un volumen asociado en el orden de los 8,4 MMBls de crudo y 264,9 MMMPC de gas.

#### **PGP NORTE DE MONAGAS FASE II**

---

El área de estudio abarca la porción occidental del estado Monagas y oriental del estado Anzoátegui. Se estudió el intervalo estratigráfico Cretácico Tardío-Pleistoceno y se logró homologar la nomenclatura estratigráfica hasta el norte de la FPO. A través de estos resultados se podrá permitir optimizar los planes de explotación de los yacimientos, al hacer más eficiente la perforación de los puntos de drenaje y/o inyección, para la recuperación mejorada. De la misma manera, estos resultados contribuirán a sincerar las reservas de hidrocarburos.

Los Proyectos Integrales de Exploración (PIEX), están conformados por ocho sub proyectos y tienen como objetivo el descubrimiento de 8.045 MMBls de crudo y de 40.001 MMMPC de gas. Al cierre del 31 de diciembre de 2012 las obras en progreso se ubicaron en 536 millones de dólares. En el siguiente cuadro se indican las reservas a incorporar, la sísmica a adquirir y el monto de la inversión de cada uno de los subproyectos.

**TABLA | ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)**

Sub-Proyectos	Reserva de Hidrocarburos	Reservas de Gas	Sísmica 2D	Sísmica 3D	N° de Pozos Exploratorios	Tiempo del Proyecto	Inversión Total del Proyecto	Desembolso del Proyecto	Avance del Proyecto
	MMBLs	MMMPCG	km	km <sup>2</sup>	Años		MMUS\$	MMUS\$	(%)
PIEX Fachada Caribe	1.798	15.349	35.263	5.442	49	2008-2021	1.343	8	4,40
PIEX Golfo de Venezuela Falcón	1.813	11.187	5.911	5.923	18	2010-2021	541	25	26,12
PIEX Norte Monagas Serranía	1.242	4.938	1.800	5.000	20	2007-2021	558	145	24,57
PIEX Trend Anaco Guárico	195	1.286	3.450	3.574	7	2009-2019	349	10	2,05
PIEX Anzoátegui Monagas Central Pantano	1.136	3.379	-	900	22	2007-2021	611	43	4,40
PIEX Zulia Oriental Falcón	1.075	1.380	1.600	8.428	20	2007-2021	653	102	25,2
PIEX Centro Sur Norte	410	2.135	1.200	4.424	25	2007-2018	478	191	18,4
PIEX Centro Sur Sur	376	347	2.016	2.275	12	2007-2020	264	11	26,6
<b>Total</b>	<b>8.045</b>	<b>40.001</b>							

**Actividad Operacional de Geofísica.** En el año 2012 se adquirieron 920 km<sup>2</sup> de sísmica 3D con el proyecto Barinas Este 07G 3D, en el área de Boyacá, alcanzando al cierre del período un avance total del proyecto de 79%, culminándose la fase de adquisición e iniciando la fase de procesamiento. Los proyectos Barracuda 10G 3D (1.852 km<sup>2</sup>), Róbalo 10L 3D (465 km<sup>2</sup>), en Occidente, cuentan con un porcentaje de avance de 91% cada uno. El proyecto Dragón Norte 08G 3D (2.771 km<sup>2</sup>), en Oriente fue culminado la actividad de adquisición de sísmica ejecutada la cual esta asociado a PIEX Centro Sur Norte.

**Actividad de Perforación Exploratoria.** Durante este período, estuvo enfocada en la ejecución de nueve pozos, impactando los PIEX Zulia Falcón, Tren Anaco Guárico, Norte Monagas Serranía, Centro Sur Norte y Centro Sur Sur. El balance al cierre del período es de cinco pozos en progreso (CEI-8X, ROE-3X, FUC-68, LLM-2X y MAN-1X), un pozo bajo evaluación (TRV-7X), dos pozos completados (TRV-6X, SMW-31X) y un pozo abandonado (GN-1X). El pozo TRV-6X (Travi Norte-AX), fue completado con resultados exitosos a nivel de la Formación Merecure y el SMW-31X (Maporal SE-AX), a nivel de la Formación Escandalosa (miembro "P").

**TABLA | ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN**

NÚMERO DE POZOS

Actividad de Perforación	2012	2011	2010	2009	2008
Pozos Completados	2	2	1	3	2
Pozos Suspendidos	-	-	-	1	-
Pozos Bajo Evaluación	1	1	-	-	1
Pozos en Progreso	5	3	1	-	2
Pozos Secos o Abandonados	1	-	2	1	-
<b>Total Pozos Exploratorios</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
<b>Pozos de Arrastre</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Pozos de Desarrollo Perforados <sup>1</sup></b>	<b>469</b>	<b>402</b>	<b>368</b>	<b>495</b>	<b>604</b>

<sup>1</sup> Los Pozos Perforados se encuentran discriminados de la siguiente manera para el año 2012: 432 de PDVSA Petróleo y 37 pozos de PDVSA Gas; esto no incluye 125 pozos de las empresas mixtas y 296 pozos de las empresas mixtas de la FPO, para un total 890 pozos.

# PRODUCCIÓN



El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, al cierre del año 2012, alcanzó un total de 3.368 MBD, el cual se distribuye de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva Oriente 936 MBD (Gestión Directa: 871 MBD, Empresas Mixtas 65 MBD), Dirección Ejecutiva Occidente 1.058 MBD (Gestión Directa: 706 MBD, Empresas Mixtas 352 MBD), Dirección Ejecutiva Faja 1.330 MBD (Gestión Directa: 482 MBD, Empresas Mixtas 129 MBD, Empresas Mixtas Faja 719 MBD) y PDVSA Gas 44 MBD.

*La tabla siguiente resume la producción fiscalizada nivel nación, para el período especificado:*

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

PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE DE 2012, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

Producción Nación <sup>1</sup>	2012	2011	2010	2009	2008
Dirección Oriente	1.061	1.106	1.101	1.151	1.276
Dirección Occidente	799	810	843	950	1.089
Dirección Faja	1.174	1.213	1.178	1.069	1.057
<b>Producción Nación</b>	<b>3.034</b>	<b>3.129</b>	<b>3.122</b>	<b>3.170</b>	<b>3.422</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 de Petróleo (CVP).

La producción Nación atribuible a PDVSA durante 2012 fue 3.034 MBD, la cual se divide de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva Oriente 1.061 MBD (Gestión Directa: 971 MBD, Empresas Mixtas 61 MBD y PDVSA Gas 29 MBD), Dirección Ejecutiva Occidente 799 MBD (Gestión Directa: 533 MBD, Empresas Mixtas 266 MBD), Dirección Ejecutiva Faja

1.174 MBD (Gestión Directa: 417 MBD, Empresas Mixtas 114 MBD, Empresas Mixtas Faja 643 MBD).

En promedio, en el año 2012, la producción de Gas Natural Nación fue de 7.327 MMPCD, de los cuales 2.871 MMPCD fueron inyectados con la finalidad de mantener la presión de los yacimientos. La

producción neta de gas natural fue de 4.456 MMPCD (768 MBPE).

*La tabla siguiente resume la producción diaria 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).

	2012	2011	2010	2009	2008
<b>Producción de Crudo (MBD)</b>					
Condensado	107	104	96	103	141
Liviano	487	511	577	578	579
Mediano	875	917	863	941	911
Pesado + Extrapesado	1.441	1.459	1.439	1.390	1.604
<b>Total Crudo</b>	<b>2.910</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>
Líquidos del Gas Natural	124	138	147	158	162
<b>Total Crudo y LGN</b>	<b>3.034</b>	<b>3.129</b>	<b>3.122</b>	<b>3.170</b>	<b>3.397</b>
<b>Gas Natural (MMPCD)</b>					
Producción Bruta	7.327	7.125	6.961	6.990	6.904
Menos: reinyectado	2.871	2.884	2.958	2.800	3.081
Gas natural neto (MMPCD)	4.456	4.241	4.003	4.190	3.823
Gas natural neto (MBDPE)	768	731	690	722	659
<b>Total Hidrocarburos en Bpe</b>	<b>3.802</b>	<b>3.860</b>	<b>3.812</b>	<b>3.892</b>	<b>4.056</b>
<b>Producción de Crudo de PDVSA por Cuenca</b>					
Maracaibo-Falcón	796	806	832	943	1.084
Barinas-Apure	46	55	61	71	81
Oriental	2.068	2.130	2.082	1.998	2.070
<b>Total Crudo</b>	<b>2.910</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>
<b>Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)</b>					
Maracaibo-Falcón	796	787	849	931	945
Barinas-Apure	7	35	40	4	46
Oriental	6524	6.303	6.072	6.055	5.913
<b>Total Gas</b>	<b>7.327</b>	<b>7.125</b>	<b>6.961</b>	<b>6.990</b>	<b>6.904</b>
Precio Cesta Exportación (US\$/Bl) <sup>1</sup>	103,42	100,11	72,18	57,01	86,49
Precio de venta del gas natural (US\$/MPC)	0,95	0,88	0,65	1,13	1,63
<b>Costos de Producción (US\$/Bpe) <sup>2</sup></b>					
Incluye Empresas Mixtas	11,09	7,53	5,53	6,33	7,10
Excluye Empresas Mixtas	10,86	7,23	5,23	5,64	5,84

<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.

En lo que respecta a los logros operacionales del Negocio de Producción por cada Dirección Ejecutiva durante el período enero-diciembre de 2012, se indican los siguientes:

## DIRECCIÓN EJECUTIVA ORIENTE

En la División Furrial, se llevó a cabo el reemplazo de 729 m de tubería en el gasoducto Jusepín - Muscar de 26", dichos trabajos garantizan la integridad mecánica de las instalaciones, protección del medio ambiente, así como la confiabilidad y seguridad en el envío de 400 MMPCD al mercado interno. Se finalizó el reemplazo de las líneas de transferencia de crudo A, B y D de 16" de diámetro (Distrito Furrial); dando continuidad operacional en el manejo de crudo y gas. También se ejecutó el proceso de automatización de 12 pozos productores de con tecnología inalámbrica, que permite el monitoreo de las variables de superficie de los pozos desde el Centro de Supervisión y Control Operacional, ubicado en la Sala de Control de Furrial (Múltiple 1), con una producción asociada de 70,3 MBD y un gas asociado de 117.968 PCD. Se realizó la integración del Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Tejero (CATC-T) a la aplicación Galba Web, con lo cual se podrá visualizar la capacidad disponible en los tanques, así como las variables presión de succión y descarga de las bombas existentes; así



mismo, éste contribuirá con el seguimiento y control de la producción estimada de 880 MBD bombeada por este centro.

En la División Costa Afuera, se realizó el traslado, la instalación y la puesta en marcha de la Plataforma Central de Producción 4F, aumentando la capacidad de procesamiento de crudo a 70 MBD en la empresa mixta Petrosucre, lo cual implica la transferencia tecnológica en la construcción, fabricación, operación y mantenimientos de las instalaciones de producción.

Por otro lado, la Dirección General de Exploración y Producción

de Hidrocarburos adscrita al MPPPM, aprobó el Plan Integral de Explotación de los Campos Dragón y Patao operados por la División Costa Afuera; dicha aprobación autoriza a PDVSA EyP, la completación de siete pozos productores de gas en el Campo Dragón (período 2012-2015) y la perforación de ocho localizaciones productoras de gas en el Campo Patao. Así mismo, se culminó la completación inferior del pozo DR8 correspondiente a la Fase I del Esquema de Producción Temprana (EPA), para la ejecución del proyecto "Mariscal Sucre"; el pozo se estima que aporte un promedio de producción de 69 MMPCD.

## DIRECCIÓN EJECUTIVA OCCIDENTE

En la División Sur Lago Trujillo, se realizó la perforación exitosa de tres pozos con una generación adicional de 5,2 MBD. Así mismo,

se llevó a cabo el cambio de método de producción a cinco pozos de flujo natural a bombeo electrosumergible, generando un

total 9,3 MBD con un ganancial adicional de 7,8 MBD. Se culminó el tendido del oleoducto de 20" x 7,5 km de los dos pozos logrando

incrementar la producción en 2 MBD por disminución de 200 lpc en la presión de operación de cinco pozos.

En la División Lago, se logró con esfuerzo propio la extracción de 230 MBD de crudo remanente de los clarificadores de los Patios de Tanques Lagunillas Norte y Ulé, adicionalmente, se instalaron un total de 346 km de tuberías flexibles

en áreas críticas de producción, reemplazando 143 líneas de flujo, 91 líneas de gas con una producción asociada de 37 MBD y 17 MMPCD.

En la División Costa Oriental, se incrementó a 16 el número de calderas operativas en el proceso de generación de vapor por adecuación del sistema de transferencia de crudo combustible desde el Terminal de Embarque La

Salina hasta la Estación de Flujo E-1 en Tía Juana, incrementando la producción en 15 MBD por la incorporación de 25 pozos nuevos. Además, se encuentran operativos ocho generadores de vapor portátil obteniendo un suministro adicional de 10 MMPCND de gas para la generación de vapor, incrementando la producción en unos 5,4 MBD por la incorporación de 46 pozos nuevos.

## DIRECCIÓN EJECUTIVA FAJA DEL ORINOCO

En la División Junín, se culminó con éxito la perforación del pozo ZPZ-690 en Cabrutica, con una longitud horizontal mayor a la planificada (100% arena neta petrolífera), lo que permitirá mayor recuperación de crudo. Así mismo, se realizó con éxito en la empresa mixta Petrocedeño la primera re-entrada de un pozo arenado JB-09, incorporando 450 Bpd a la corriente de producción, esta actividad se realizó con esfuerzo propio y tecnología venezolana. Por otra parte, se culminó con éxito la primera reparación del pozo NZZ-199 en el campo Zuata Norte utilizando fluido aireado, la cual permitió incorporar 300 Bpd de potencial en la empresa mixta Indovenezolana.

En la División Ayacucho, se automatizaron 659 pozos con esfuerzo propio, en el Distrito San Tomé. Inicio de producción temprana del Distrito Junín Sur, con la perforación de 23 pozos y completación de 10 pozos de la macollas JA-16 (Promedio 555 Bpd). Se finalizó la construcción de Troncales de Recolección en Campo Temblador, permitiendo el transporte de la producción de 8 MBD. Se alcanzó en el mejorador

de Petropiar la autogeneración eléctrica, mediante la puesta en servicio de dos turbogeneradores, para satisfacer las necesidades de la planta en 80%, liberando de esta forma aproximadamente 36 kW, que serían redistribuidos para suplir las necesidades de la población. Este proyecto contempla la autosuficiencia de generación de 50 MW en el Mejorador de Petropiar, como parte del Plan de Respuesta Rápida de Generación Eléctrica en PDVSA.

También, se realizó la instalación del centro de recolección, tratamiento, manejo de fluidos de fosas y macrofosas, aguas de formación en la estación de Flujo BAREF-7 con el cual se garantizará el procesamiento y disposición segura del agua salada, disminuyendo así el impacto ambiental y los elevados costos de saneamiento por derrame de aguas aceitosas. Se realizó la instalación de siete sistemas de supervisión automatizada del GALBA. Finalmente se perforaron para el período enero-diciembre 2012: 405 pozos productores planificados en el plan de desarrollo aprobado por el MPPPM, con una generación asociada de 256,7 MBD.



## PRINCIPALES PROYECTOS

### PROYECTO MARISCAL SUCRE

En este proyecto se tiene planificada la perforación de 34 pozos, instalación de 2 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, generación de energía eléctrica

(900 MW en Güiria y 450 MW en Cumaná, estado Sucre), redes de transmisión y distribución eléctrica. La finalidad de este proyecto es incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera en el oriente del país, desarrollando, en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe para producir finalmente hasta 1.200 MMPCD de gas y 28 MBD de condensado. Por otra parte, el proyecto contempla adicionalmente la construcción de

la Sede de Macarapana, Puerto de Hierro y los Proyectos Sociales, desplegándose en el estado Sucre y la zona marítima al norte, puntualmente en Cumaná (área administrativa) y Güiria (base de operaciones). El proyecto inició su ejecución en el año 2007 y se tiene planificada su culminación en el 2020, con una inversión estimada de 15.718 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2012 es aproximadamente 5.508 millones de dólares.

### JUSEPÍN 120

El propósito de este proyecto fue minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Jusepín, para lo cual 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 41 millones de dólares y actualmente está comprimiendo 120 MMPCD a nivel de 120 libras por pulgada cuadrada (LPC). En la actualidad el proyecto está en fase de cierre y capitalización del mismo.



## DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PROYECTO SOCIALISTA ORINOCO (DEPSO)

Este Proyecto tiene como objetivo impulsar la actividad productiva e industrial en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), en un modelo de desarrollo socialista; está inscrito en los lineamientos del Gobierno Bolivariano y el Plan Siembra

Petrolera, articula en un marco territorial el desarrollo petrolero y no petrolero en el eje Apure-Orinoco. Durante el año 2012, el Proyecto Socialista Orinoco (PSO) continuó impulsando los desarrollos de infraestructura en

la FPO, a través de la ejecución de proyectos estructurantes en las cinco líneas estratégicas:

**VIALIDAD Y TRANSPORTE:** se logró un 70% de avance en el proceso de contratación para la ejecución del

Proyecto “Rehabilitación Mayor Valle De La Pascua – El Tigre (219 Km)”;

la cual tiene como objetivo mejorar la vialidad que une a estas dos ciudades, facilitando el acceso al área Junín. Esta vía permitirá el traslado de equipos y personal en las fases de construcción y operación de las Estaciones Centrales de Procesamiento (ECP) y Mejoradores. Se contrataron los proyectos “Rehabilitación Mayor de la vialidad Local 9 Empalme T015-Mapire (139 Km)” y “Rehabilitación Mayor de la vialidad El Tigre–Soledad (116 Km)”. Se inició el “Plan de Acción Inmediata (PAI)” en obras de asfaltado de vialidad (72.863 toneladas) para atender a las siguientes poblaciones de la Faja: en el área Junín: Pariaguán, Santa María de Ipire, Zuata, San Diego de Cabrutica, Mapire y la población indígena Rabanito. En las áreas Carabobo-Ayacucho: Soledad, Temblador, Palital y Chaguaramas.

**ELECTRICIDAD:** se inició el PAI en obras de mejoras del sistema de redes de baja y media tensión, para atender a las siguientes poblaciones de la Faja: en el área Junín: Pariaguán, Santa María de Ipire, Zuata, San Diego de Cabrutica, Mapire y la población indígena Rabanito. En el área Carabobo-Ayacucho: Soledad, Temblador, Palital y Chaguaramas. La culminación de estas obras está prevista para Febrero 2013. Se inició el proceso de contratación para la construcción de las Subestaciones Eléctricas (S/E) CIAS y Chaguaramas, en el estado Monagas. Se concluyó la ingeniería Básica del proyecto Construcción de S/E y líneas de alimentación temprana de las áreas Junín y Carabobo.

**AGUA Y SANEAMIENTO:** se culminó la Rehabilitación del Sistema de Agua Potable de Santa María de Ipire, estado Guárico, en su Fase I, con obras de colocación de 12 Km de tubería de acero desde el embalse La Becerra hasta Santa María de Ipire. Esta rehabilitación permite la consolidación del servicio, soportando el crecimiento poblacional vinculado a la fuerza laboral petrolera y sus actividades conexas. Se culminó la elaboración de las Ingenierías de Detalle de los siguientes proyectos: Ampliación del Sistema de Agua Potable de Mapire, Rehabilitación del Sistema de Agua Potable de Soledad, Construcción de Sistema de Canalización y Tratamiento de Aguas Servidas de San Diego de Cabrutica estado Anzoátegui y la Ampliación del Sistema de Agua Potable de Santa María de Ipire (Fase II). Estas ampliaciones, rehabilitaciones y construcciones 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.

**HÁBITAT Y VIVIENDA:** se culminó la Ingeniería Básica del Proyecto Construcción de 756 unidades habitacionales con urbanismo en la comunidad de Soledad, estado Anzoátegui. Culminado el Proyecto para el Reordenamiento Urbanístico de la comunidad El Aceital del Yabo, Estado Monagas. Revisión del Proyecto Urbanístico y construcción de 322 viviendas en la comunidad de San Diego de Cabrutica. Se culminaron las siguientes ingenierías: Ingeniería Básica

del Proyecto Liceo Bolivariano a implantarse en San Diego de Cabrutica, Ingeniería Básica del Proyecto Clínica Industrial a implantarse en el Municipio Zaraza, estado Guárico; Ingeniería de Detalle por esfuerzos propios para la ejecución de las siguientes obras: Reacondicionamiento y Culminación R2 en la Escuela Básica Bolivariana Indígena Morichal Largo, en el Municipio Libertador; Reacondicionamiento General de 3 Unidades Educativas (Luisa Cáceres de Arismendi, Pedro María Freites y Romualdo Delfín Gómez) Pariaguán, estado Anzoátegui, Reacondicionamiento General de Unidad Educativa Chaguaramas y Reacondicionamiento y construcción de R3 con los servicios que garanticen una prestación óptima del servicio educativo.

**AMBIENTE:** se culminó Estudio de Línea Base Ambiental Diagnóstico Integral Socio Territorial a Escala 1:100.000 del Arco Minero de la FPO. En elaboración Estudio de Línea Base Ambiental Transporte terrestre-aérea-fluvial de la FPO. Elaborado Informe Técnico Ambiental (ITA) del proyecto Construcción de Servicios Básicos de Infraestructura de Palital Agua Servida (colectores) y Drenaje. Elaborado Estudio de Impacto Ambiental y Sociocultural (EIAySC) del Proyecto de Construcción de Urbanismo y 322 viviendas en San Diego de Cabrutica. Se realizaron 57 Validaciones Ambientales asociadas a los proyectos de Implantación de las Línea Estratégica del Proyecto Socialista Orinoco.

## ASOCIACIONES CON TERCEROS

CVP ha hecho historia política y corporativa por haber asumido la administración y control de todos los negocios derivados del proceso de migración 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 a Empresas Mixtas; así como también de otros negocios con diversas empresas energéticas a nivel mundial bajo el esquema de empresas mixtas, con la finalidad ejecutar proyectos de producción, mejoramiento y refinación. 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, permitiendo reafirmar la plena soberanía petrolera; articulando además, de manera ejemplar la ejecución diversos planes sociales y endógenos a lo largo y ancho del país, para el bienestar del colectivo, dando cumplimiento al Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

Posterior a la concreción de todos los logros mencionados, esta filial asume hoy un nuevo rol, pasando de ser una corporación operativa a una empresa más estratégica para adaptarse a los grandes retos que se plantea PDVSA para los años venideros, dentro de los cuales impera el incremento de la producción de crudo a nivel nación. Para tal fin, se ha realizado una reestructuración interna que persigue engranar

la estructura operacional de las empresas mixtas de la CVP dentro de la estructura ejecutiva por direcciones ya existente de Exploración y Producción, con el objeto de gestionar mecanismos que optimicen los procesos internos, maximicen sinergias, eviten duplicidad de funciones, reduzcan costos, disminuyan la burocracia y unifiquen esfuerzos en conjunto con el resto de la filiales

para dar cumplimiento a cabalidad con los planes corporativos.

En relación con el nuevo cambio de estructura, las empresas mixtas han pasado a formar parte de tres direcciones: Oriente y Occidente, que engloban las empresas resultantes de la migración de los Convenios Operativos, de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y nuevas empresas producto de los estudios realizados en los campos maduros y la Faja Petrolífera del Orinoco, que reúne el conjunto de empresas provenientes de las extintos Convenios de Asociaciones Estratégicas de la FPO y los nuevos desarrollos creados posterior a la cuantificación de reservas de la FPO. En total son 43 empresas, de las cuales 42 han sido constituidas con representantes de 48 empresas de capital nacional y extranjero de 21 países hermanos que coadyuvan en la redefinición de la industria petrolera venezolana, la empresa restante es 100% capital accionario de PDVSA a través de su filial CVP.

### MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS, CONVENIOS DE ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS DE LA FPO Y CONVENIOS DE EXPLORACIÓN A RIESGO Y GANANCIAS COMPARTIDAS A EMPRESAS MIXTAS

Como parte de la política del rescate de nuestra soberanía petrolera por parte del gobierno, el MPPPM y PDVSA iniciaron en el año 2005, un proceso de nacionalización de todos los negocios que la corporación mantenía con empresas extranjeras realizados dentro del marco del proceso de apertura petrolera.

En este sentido, haciendo prevalecer los intereses de la nación, respetando el marco legal vigente y garantizando el manejo de los recursos energéticos de Venezuela, el Gobierno, vía decreto Presidencial asume el control accionario de estas empresas y automáticamente quedan extintos los Convenios Operativos, los Convenios de Asociaciones Estratégicas de la FPO y los

Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas.

Dicha nacionalización enterró diez años de adversa apertura petrolera que ocasionó un severo impacto en la economía venezolana, ya que el Estado dejó de percibir millones de dólares producto de la evasión en materia impositiva por parte de las empresas trasnacionales. De esta manera

dichas transnacionales maximizaban sus ganancias en perjuicio del Estado, el fisco y PDVSA.

Con el nuevo esquema de negocio se logró el incremento de la regalía, pasando de 1% a 30%; así como también, el incremento en el Impuesto Sobre la Renta (ISLR) de 34% a 50%; adicionalmente, se creó un nuevo impuesto de extracción de 3%, el pago de un bono de entrada al estado venezolano por el derecho de formar parte de una participación accionaria de al menos el 60% en las nuevas empresas mixtas y la condición soberana de que el Estado percibe el 50% de los ingresos por la venta de hidrocarburos. Adicionalmente, las empresas mixtas están sujetas al pago de

1% antes de impuestos para los proyectos de desarrollo endógeno, también tiene la obligación de pagar un impuesto superficial por aquellos campos que la empresa mantenga ocioso y un impuesto sombra en caso de que los pagos y las contribuciones en materia impositiva sean inferiores a 50% de la utilidad antes de impuestos.

En el caso específico de las empresas provenientes de los exconvenios operativos, éstas deberán contribuir con el impuesto de ventajas especiales de 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas y quedan exentas del pago por impuesto de extracción.

Otro de los aspectos positivos que trajo consigo la nacionalización fue que se dejó atrás la vieja tesis de que el crudo de la FPO era bitumen, puesto que hoy día se desarrollan procesos de mejoramiento que han convertido a este crudo en uno de tipo liviano, visto y comercializado de manera muy atractiva en el mercado internacional.

Es importante resaltar, que en su mayoría, las empresas foráneas que mantenían negocios con PDVSA, suscribieron Memorandos de Entendimiento, aceptando ser parte de este nuevo proyecto de negocio socialista, con mínima participación accionaria y comprometida a cumplir con lo establecido en la ley Orgánica de Hidrocarburos.

### DISMINUCIÓN EN LOS COSTOS REALES DE PDVSA DURANTE LOS AÑOS 2006 A 2012 PRODUCTO DE LA CONVERSIÓN A EMPRESA MIXTA DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS

Los convenios operativos fueron una serie de negocios firmados por PDVSA con empresas transnacionales en los años 1992, 1993, 1997, con la finalidad de reactivar y operar 32 campos petroleros por un lapso de 20 años, distribuidos entre el Occidente y Oriente del país, bajo condiciones que resultaban costosas para PDVSA, ya que se debía pagar honorarios de operación y de capital, intereses de capital e incentivos de producción a los operadores.

Seguidamente, se detalla el ahorro obtenido debido al cambio de esquema de negocio de Convenios Operativos a Empresas Mixtas durante los últimos siete años.



**PARTICIPACIÓN FISCAL DE LAS EMPRESAS MIXTAS PROVENIENTES DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS**

Nuevamente se evidencian los beneficios que en materia impositiva ha recibido el Estado al haber obtenido el pleno control de las actividades primarias en el sector petrolero. Realizando la simulación de la operación en los campos petroleros bajo la figura de convenios operativos y compararla con las empresas mixtas, se observa que los ingresos adicionales, desde el año 2006 hasta el cierre de 2012, se encuentran alrededor de los 15.616 millones de dólares.

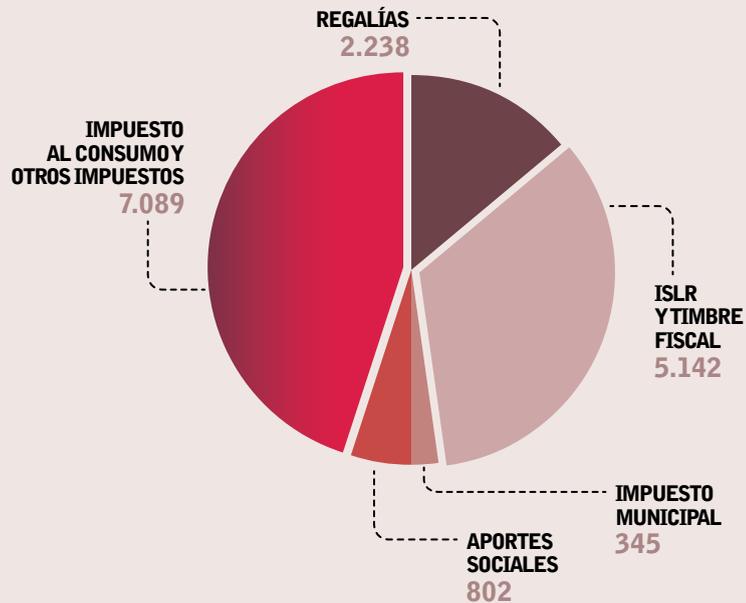
A continuación el gráfico con el detalle de la distribución de la participación fiscal:

**GRÁFICO | APORTES FISCALES ADICIONALES**

2006-2012



**TOTAL 15.616 MMUS\$**



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

Uno de los aportes que marca una diferencia radical entre el esquema de negocio de los Convenios operativos y el nuevo modelo de empresas mixtas, sin duda alguna es el aporte al desarrollo social que éstas hacen en sus áreas de influencia, con la finalidad de elevar la calidad de vida y que haya una coexistencia equilibrada entre la industria petrolera y los pobladores.

En este sentido, las empresa mixtas están sujetas al pago de impuesto por ventajas especiales, determinadas con base en: a) una participación como regalía adicional de 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas, y entregados a PDVSA y, b) un monto equivalente a la diferencia, si la hubiere, entre (i) 50% del valor de los hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas, y entregados

a PDVSA durante cada año calendario y (ii) la suma de los pagos efectuados a la República Bolivariana de Venezuela, respecto a la actividad desarrollada por estas últimas durante el mismo año calendario, por concepto de impuestos, regalías y ventajas especiales sobre los hidrocarburos, incluyendo las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno equivalente a 1% de la utilidad antes de impuestos. Es importante resaltar que desde el año 2012, el fondo proveniente de 1% para el desarrollo endógeno ha sido destinado en su totalidad para honrar los compromisos adquiridos por el Estado para la Gran Misión Vivienda Venezuela.

La distribución de este 3,33% se efectúa de la siguiente manera: a) 2,22% para un Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO), el cual es administrado directamente

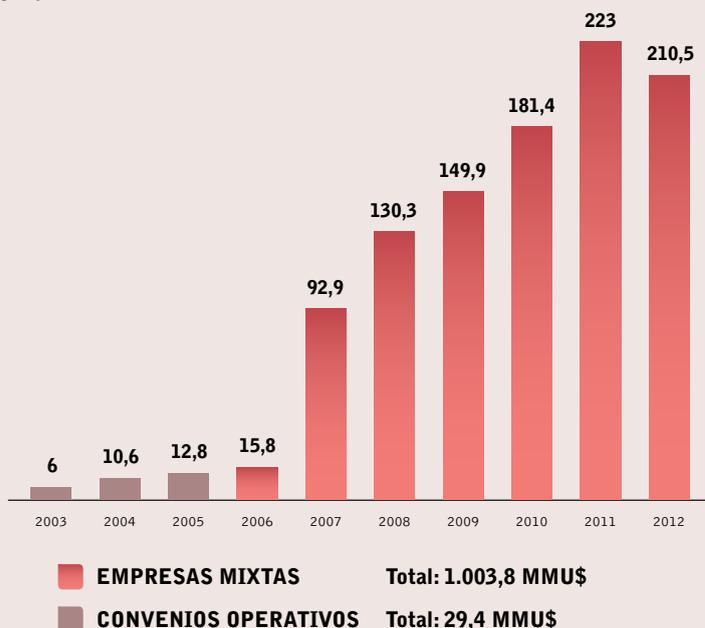
por el Ejecutivo Nacional y se destinará a los proyectos de desarrollo endógeno establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, y b) 1,11% para los municipios donde se realizan actividades petroleras en el país, distribuidos en 30% para los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la empresa mixta y, 70% para el resto de los municipios del país donde se realizan actividades petroleras, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de dichas entidades.

Los aportes realizados durante el año 2012 en el desarrollo social fue de aproximadamente 210,5 millones de dólares, dirigidos fundamentalmente a los sectores de educación, salud, infraestructura y servicios, agroproducción, misiones, fortalecimiento del poder comunal y a la Gran Misión Vivienda Venezuela.

*Desde su creación en el año 2006 hasta el 31 de diciembre de 2012, la contribución total de las empresas mixtas oscila alrededor de 1.004 millones de dólares.*

**GRÁFICO | APOORTE 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**

<i>Convenios Operativos</i>	<i>Vs</i>	<i>Empresas Mixtas</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Fueron analizadas y discutidas en la Asamblea Nacional, Institución que les dio el visto bueno antes de entrar en vigencia.</i></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>• <i>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%.</i></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>• <i>Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.</i></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>• <i>Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa.</i></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>• <i>Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.</i></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>• <i>Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.</i></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>• <i>Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.</i></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• En los Convenios de 1ra. y 2da. Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.</i></li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de crudo.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.</i></li> </ul>

### **EMPRESAS MIXTAS DE CRUDO EXTRAPESADO Y DE OPERACIONES COSTA AFUERA CONSTITUIDAS DENTRO DEL PROCESO DE NACIONALIZACIÓN DE LA FPO**

Las empresas mixtas creadas durante la nacionalización de la FPO 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) de la FPO 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, 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. y se acuerda el cambio de denominación o razón social y se autoriza transferir las acciones de dicha empresa a la CVP, pasando a denominarse de

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

### IMPACTO DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO 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) en las cuales incurrieron dichas asociaciones. En el caso de los Convenios de Asociaciones Estratégicas de la FPO, durante el lapso comprendido entre los años 2002 y 2005, el pago de las regalías descendió al nivel más bajo, colocándose en 1%. De esta forma, las empresas transnacionales maximizaron sus ganancias mientras que el Estado dejó de percibir un total de 7.129 millones de dólares por este concepto.

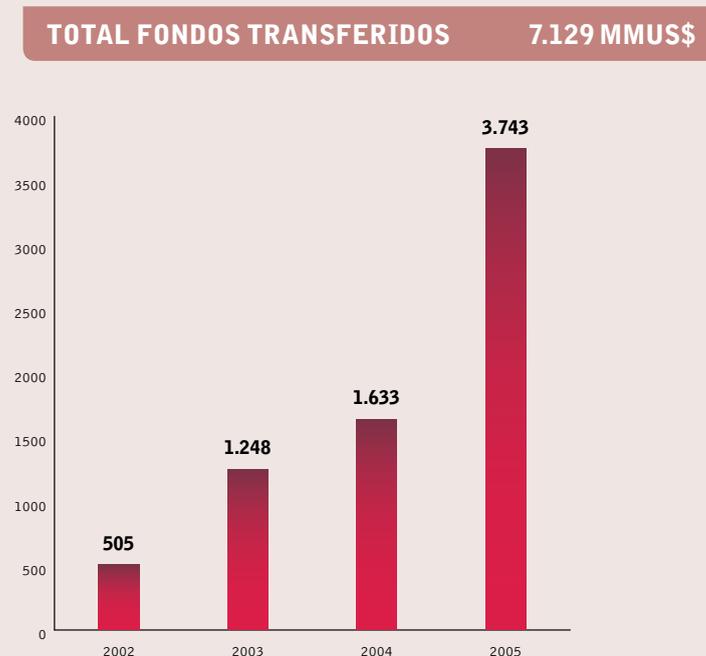
Otro de los impactos negativos que trajo consigo la creación de estos negocios fue el incumplimiento de los términos de los contratos respecto a las áreas asignadas para la explotación y producción de crudo; ya que en algunos casos se ocupaba el doble de los terrenos de explotación sin autorización previa, 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 5.268 millones de dólares producto de la migración de las ex-asociaciones a empresas mixtas.

**GRÁFICO | FONDOS TRANSFERIDOS A LOS SOCIOS DURANTE EL PERÍODO 2002-2005**

MMUS\$



**TABLA | CONTRIBUCIÓN ADICIONAL PRODUCTO DE LA MIGRACIÓN DE LOS  
CONVENIOS DE ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS A EMPRESAS MIXTAS**

EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

<b>Simulación Ex-Asociaciones Estratégicas de la FPO</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>Total Acumulado</b>
Regalía	1.848	1.873	1.583	1.058	1.863	8.225
Impuesto de Extracción	1.848	1.873	1.583	1.058	1.863	8.225
Contribución Especial Precios Extraordinarios	3.417	3.639	163	9	1.417	8.645
Impuesto Ciencia y Tecnología	67	43	42	90	-	242
Impuesto sobre la Renta	1.543	646	751	451	1.068	4.459
Contribución Antidrogas	30	13	15	9	21	88
Impuesto Ley Aporte del Deporte	30	-	-	-	-	30
<b>Total</b>	<b>8.783</b>	<b>8.087</b>	<b>4.137</b>	<b>2.675</b>	<b>6.232</b>	<b>29.914</b>
<b>Flujo de Caja</b>	<b>1.473</b>	<b>867</b>	<b>878</b>	<b>657</b>	<b>1.046</b>	<b>4.921</b>
<b>Total Efecto Total Nación Ex-Asociaciones</b>	<b>10.256</b>	<b>8.954</b>	<b>5.015</b>	<b>3.332</b>	<b>7.278</b>	<b>34.835</b>

<b>Real Empresas Mixtas</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>Total Acumulado</b>
Regalía	3.329	3.375	2.856	1.901	3.394	14.855
Impuesto de Extracción	366	372	309	212	333	1.592
Contribución al Desarrollo Endógeno	28	33	9	39	29	138
Contribución Especial Precios Extraordinarios	3.417	3.639	163	9	1.417	8.645
Impuesto Ciencia y Tecnología	67	43	42	90	229	471
Impuesto sobre la Renta	1.370	1.599	2.330	1.012	1.441	7.752
Contribución Antidrogas	33	37	61	24	14	169
Impuesto Ley Aporte del Deporte e Impuesto Sombra	33	0,34	-	-	-	33
<b>Total</b>	<b>8.643</b>	<b>9.098</b>	<b>5.770</b>	<b>3.287</b>	<b>6.857</b>	<b>33.655</b>
<b>Flujo De Caja</b>	<b>2.499</b>	<b>590</b>	<b>1.015</b>	<b>730</b>	<b>1.614</b>	<b>6.448</b>
<b>Total Efecto Total Nación Empresas Mixtas</b>	<b>11.142</b>	<b>9.688</b>	<b>6.785</b>	<b>4.017</b>	<b>8.471</b>	<b>40.103</b>
<b>Variación / Efecto Total Nación</b>	<b>886</b>	<b>734</b>	<b>1.770</b>	<b>684</b>	<b>1.193</b>	<b>5.268</b>

**TABLA | COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS CONVENIOS DE ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS VS. EMPRESAS MIXTAS DE LA FPO**

<i>Convenios Asociaciones Estratégicas</i>	<i>Vs</i>	<i>Empresas Mixtas</i>
<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 a 60% en promedio.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El precio de venta y la comercialización del crudo y producto eran fijados por las operadoras, las cuales estaban bajo control administrativo de terceros. Un punto importante es que la 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 Monagas el cual es comercializado por parte del departamento de comercio y suministro en ultramar a un precio fijado por estos últimos. Por nuevas especificaciones el crudo de Monagas 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 Capital expenditures (Capex) y Operational expenditures (Opex).</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• El presupuesto anual es aprobado directamente por CVP como máximo accionista (Capex y Opex).</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>• Se les obliga a estar en línea con los planes de desarrollo de la nación un ejemplo de esto es la retención para el Fondo Social.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El pago del ISLR era asignado a los participantes.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• La empresa se encarga de cancelar el ISLR por parte de los accionistas.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las políticas contables eran ajustadas por los participantes como: cálculo de la depreciación y presentación de los activos fijos, inventarios, ISLR.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las políticas contables se llevan en base 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 son absorbidos totalmente por PDVSA, realizando el respectivo recobro por medio de CVP.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de los activos fijos eran registrados a costos históricos.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de los activos fijos inicialmente fueron registrados a costos mas la prima.</li> </ul>

## PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVA (POMR)



La concreción del Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR) desarrollado en la FPO, mediante el cual Venezuela se convirtió en el país con mayor cantidad de reservas de hidrocarburos probadas del mundo, con un gran total nación de 297 MMBIs de crudo en el subsuelo, con colaboración de 28 empresas de 21 países que suscribieron Acuerdos de Entendimiento con el Ejecutivo Nacional, le ha abierto un abanico de oportunidades de negocios a Venezuela que puede constatarse con la creación de las nuevas empresas mixtas establecidas dentro de la FPO.

Posterior a la culminación del POMR se ha procedido a realizar la Integración Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco, mediante la compilación de todos los resultados contenidos en los informes de certificación de las áreas, tomando

los topes de los yacimientos de cada bloque y sus respectivos mapas de las Arenas Netas Petrolíferas (ANP), con el objeto de realizar los cálculos volumétricos de Crudo Original en Sitio (POES), jerarquizar y localizar las

mejores áreas para la planificación de los nuevos negocios y la implantación de proyectos pilotos con tecnologías que logren alcanzar o mejorar el factor de recobro teórico certificado.

### NUEVOS NEGOCIOS DE FPO Y EN CAMPOS MADUROS

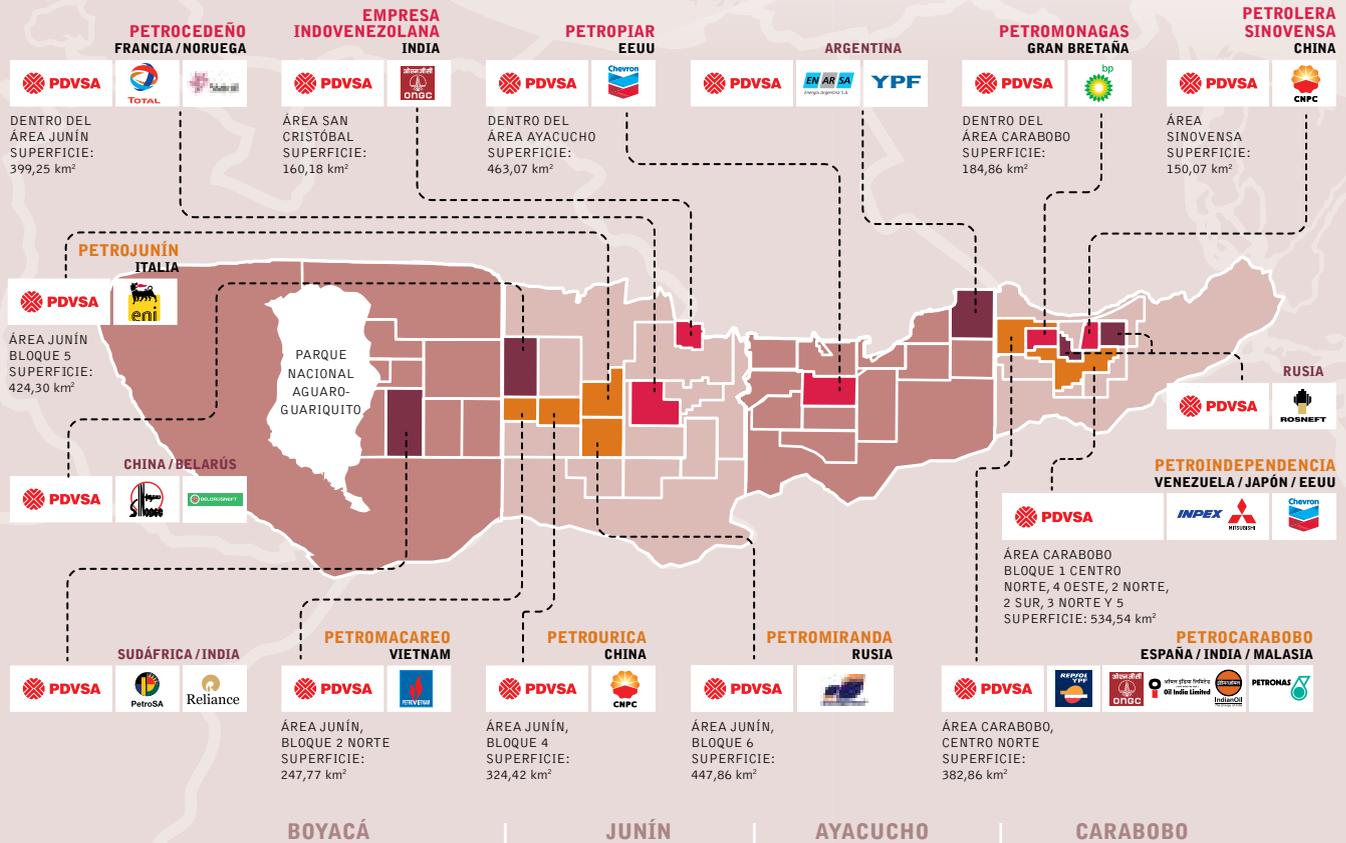
PDVSA consciente de los objetivos estratégicos del plan de desarrollo económico y social de la nación, la filial CVP ha emprendido un plan de acción para colocar a disposición de la sociedad venezolana y de nuestros países hermanos las máximas reservas de crudo, mediante la promoción del incremento de la capacidad de

producción de los hidrocarburos y el desarrollo integral de los proyectos de producción, mejoramiento, dilución, refinación y desarrollo social, bajo la consolidación principalmente de los Nuevos Negocios en la Faja Petrolífera del Orinoco, así como en Campos Maduros.

Dichos proyectos 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 de al menos 60%.



INFOGRAFÍA | FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO



- EMPRESAS MIXTAS (EEMM)
- EEMM NUEVOS DESARROLLOS
- EEMM PRÓXIMOS DESARROLLOS

En esta integración se conjugan la diversidad de culturas y conocimientos, que han traído consigo un alto y calificado desempeño técnico del personal que hoy conforman las nuevas empresas mixtas.

En el año 2012 fueron conformadas tres empresas mixtas, la primera de ellas Petrozamora, S.A. con el socio GPB NEFTEGAZ Services B.V. filial de Gazprombank Latin América Ventures B.V. (Federación de Rusia). Su creación fue publicada en Gaceta Oficial N° 39.877, Decreto N° 8.832, del 6 de marzo 2012. Los campos asignados fueron: Lagunillas Tierra - Bachaquero Tierra ubicados en el estado Zulia.

Posteriormente, el 03 de abril según gaceta oficial N° 39.918 publicada el 9 de mayo de 2012, se crea la

Empresa Mixta Petrourdaneta, S.A., con Odebrecht E&P España, para desarrollar sus operaciones en los campos Mara Este, Mara Oeste y la Paz ubicados en el estado Zulia.

Finalmente, se crea la Empresa Mixta Venangocupet, S.A., en conjunto con Comercial Cupet, S.A. de Cuba y Sonangol Pesquisa & Producao, S.A. de Angola, quienes realizarán sus actividades de explotación en los campos Miga y Melones Oeste ubicados en el estado Anzoátegui.

A continuación se refleja el total de empresas mixtas constituidas hasta la fecha de acuerdo a la nueva estructura interna manejada en PDVSA.

**TABLA | EMPRESAS MIXTAS CONSTITUIDAS**

HASTA 2012

Dirección Oriente	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País	
DIVISIÓN FURRIAL	PETROQUIRIQUIRE, S.A. (QUIRIQUIRE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España	
	BOQUERÓN, S.A.	11/10/06	60,00	26,67 13,33	Boqueron Holdings PEI	Holanda Austria	
DIVISIÓN COSTA AFUERA	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 PARIA, S.A.	19/12/07	60,00	32,00 8,00	SINOPEC INE Oil & Gas INC	China Venezuela	
	PETROLERA GÜIRIA, S.A.	10/01/08	64,25	19,50 16,25	ENI INE Oil & Gas INC	Italia Venezuela	
Dirección Occidente	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País	
DIVISIÓN LAGO	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.	
	LAGOPETROL, S.A.	05/12/07	69,00	26,35	3,10	Hocol	Francia
				1,55		Ehcopek	Venezuela
						CIP	Venezuela
	PETROWARAO, S.A.(ÁMBROSIO)	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		
DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL DEL LAGO	PETROBOSCÁN, S.A.	11/08/06	60,00	39,20 0,80	Chevron	EE.UU.	
	BARIPETROL, S.A.	09/08/06	60,00	17,50	5,00	INEMAKA	Venezuela
						Suizum	Portugal
						PFC	Venezuela
				17,50	PERENCO	Francia	
	PETROPERIJÁ, S.A.	21/09/06	60,00	40,00	DZO	Holanda	
	PETROWAYU, S.A.	04/09/06	60,00	36,00	4,00	PETROBRAS	Brasil
					Williams International Oil & Gas	EE.UU	
PETROURDANETA *	03/04/12	60,00	40,00	Odebrecht E& P	España		
DIVISIÓN COSTA ORIENTAL DEL LAGO	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	
DIVISIÓN SUR DEL LAGO	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 9,677	TOTAL StatoilHidro	Francia Noruega
	PETROANZOÁTEGUI, S.A.	21/02/2008	100,00	-	-	-
	PETROMIRANDA, S.A. **	20/04/10	60,00	40,00	Consortio Nacional Petrolero	Rusia
	PETROMACAREO, S.A. **	17/09/10	60,00	40,00	Petrovietnam	
	PETROURICA, S.A. **	14/12/2010	60,00	40,00	CNPC	Holanda
	PETROJUNÍN, S.A. **	14/12/2010	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.	01/02/2008	64,25	35,75	CNPC	China
	PETROMONAGAS, S.A.	21/02/2008	83,33	16,67	BP	Alemania
	PETROCARABOBO, S.A.	25/06/2010	60,00	11,00	REPSOL	España
				11,00	PC Venezuela	República de Mauricio
				11,00	Petrocarabobo Ganga	Países Bajos
				7,00	Indoil Netherlands B.V.	Países Bajos
PETROINDEOENDENCIA, S.A.	25/06/2010	60,00	34,00	Chevron	Dinamarca	
			5,00	JCU	Reino Unido	
			1,00	Suelopetrol	España	
<b>DIVISIÓN AYACUCHO</b>	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
	PETRORITUPANO, S.A.	04/09/06	60,00	22,00	PETROBRAS	Brasil
				18,00	VENEZUELA US	EE.UU
	PETRONADO, S.A.	15/09/06	60,00	26,00	CGC	Argentina
				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
	PETROLERA VENCUPET *	03/12/10	60,00	40,00	CUPET	Cuba
	PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A. (CARACOLAS)	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.	19/12/2007	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

\* Nuevas empresas mixtas campos maduros. \*\* Nuevas empresas mixtas en la FPO.

**CUADRO | FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Área	Bloque	Estatus
CARABOBO	<b>Carabobo 2</b> Compañía petrolera ROSNEFT, <i>Rusia</i> .	El 27 de septiembre de 2012 se firmó el MDE que permitirá definir los términos básicos entre la empresa rusa Rosneft y Petróleos de Venezuela, S. A., para la conformación de la Empresa Mixta Petrovictoria, que desarrollará actividades primarias en los bloques Carabobo 2 Norte y Carabobo 4 Oeste de la Faja Petrolífera del Orinoco.
	<b>Junín 1</b> BELORUSNEFT, <i>Belarús</i> . CINOPEC, <i>China</i> .	Se realizó el estudio conjunto con la participación de los socios potenciales, Belorusneft y Sinopec. El esquema de negocio se definió para 200 MBD de techo de producción, integrado con futura Refinería de Cabruta. Se estima una inversión de 6.721 MMUS\$ y un gasto de 446 MMUS\$. A la fecha, se está a la espera que se realice la reunión correspondiente, entre PDVSA-CVP, Belorusneft y Sinopec para toma de decisión sobre el esquema de negocio integrado e inicio del proceso de constitución de la empresa mixta.
AYACUCHO	<b>Junín 1</b> RELIANCE INDUSTRY LIMITED, <i>India</i> .	En septiembre del 2012, se firmó MDE entre PDVSA y la empresa Reliance Industries Limited (RIL), con el propósito de evaluar la posibilidad de desarrollar el proyecto de suministro de crudo del bloque Junín 1 y Boyacá 4 para la futura Refinería de Cabruta.
	<b>Ayacucho 3 y 8</b> RELIANCE INDUSTRY LIMITED, <i>India</i> .	En agosto 2012, representantes de la Gerencia Técnica y de Desarrollo de Nuevos Negocios viajaron a Bombay (India) a la empresa RIL, en donde se realizaron presentaciones del portafolio de negocios de Faja. En dicha visita el equipo de RIL mostró interés en participar en dos bloques de la FPO: Ayacucho 3 y Ayacucho 8.
	<b>Ayacucho 6</b> ENARSA, <i>Argentina</i> . ANCAP, <i>Uruguay</i> .	En junio del 2012, fueron certificados los volúmenes de crudo original en sitio (POES) de 19,22 MMBbls y un total de reservas probadas en el bloque de 1,4 MMBbls; adicionalmente, se desarrolló un plan para la producción primaria de 100 MBD por 25 años a través de la figura de empresa mixta, con posterior implementación de recuperación adicional o mejorada que permita alcanzar al menos un 20%. Se estima una inversión de total de 2.200 MMUS\$ y gastos por el orden de los 1.920 MMUS\$. Desde junio del 2012, ENARSA estudia los esquemas de negocio para el desarrollo de las reservas de este bloque.
BOYACÁ	<b>Ayacucho 6</b> YPF, <i>Argentina</i> .	En el marco de las reuniones sostenidas en el año 2012, PDVSA propuso a YPF dos oportunidades de negocio; una relacionada con la participación accionaria de YPF en Petroanzoátegui y la otra, el desarrollo conjunto del bloque Ayacucho 6 a través de la constitución de una empresa mixta, en la cual YPF pudiera tener una participación de hasta 40% del capital accionario. PDVSA presentó las características del Bloque Ayacucho 6, el cual cuenta con un POES de 17.235 MMBbls y unas reservas probadas de 1,7 MMBbls de crudo extra pesado; estimándose un plan de desarrollo de 25 años con un tope de producción sostenido de 100 MBD, acumulándose 766 MMBbls que podrán ser mejorados a crudos entre 14 y 16 °API, utilizando tecnologías de mejoramiento en superficie desarrolladas por INTEVEP. Los equipos técnicos se encuentran estudiando los escenarios planteados a fin de definir el plan de inversión, gastos y producción requeridos.
	<b>Boyaca 1</b> CUPET, <i>Cuba</i> .	En el mes de marzo del 2012, se realizó la reunión CVP-CUPET, donde se presentaron varias evaluaciones económicas según niveles de producción a partir del año cuatro de la empresa mixta. Se acordó que el más viable es el esquema de 150 MBD a ser producidos a partir del cuarto año, de esta manera se da por finalizado el estudio conjunto y se inició el proceso para la constitución de la empresa mixta. Actualmente, se espera por decisión de altas autoridades de PDVSA y CUPET, para aprobar el proceso de constitución de la empresa mixta.
	<b>Boyacá 4</b> RELIANCE INDUSTRY LIMITED, <i>India</i> .	El 27 de septiembre de 2012, se firmó MDE entre PDVSA y RIL, con el propósito de evaluar la posibilidad de desarrollar un proyecto de suministro de crudo del bloque Boyacá 4 y Junín 1 para la futura Refinería de Cabruta.

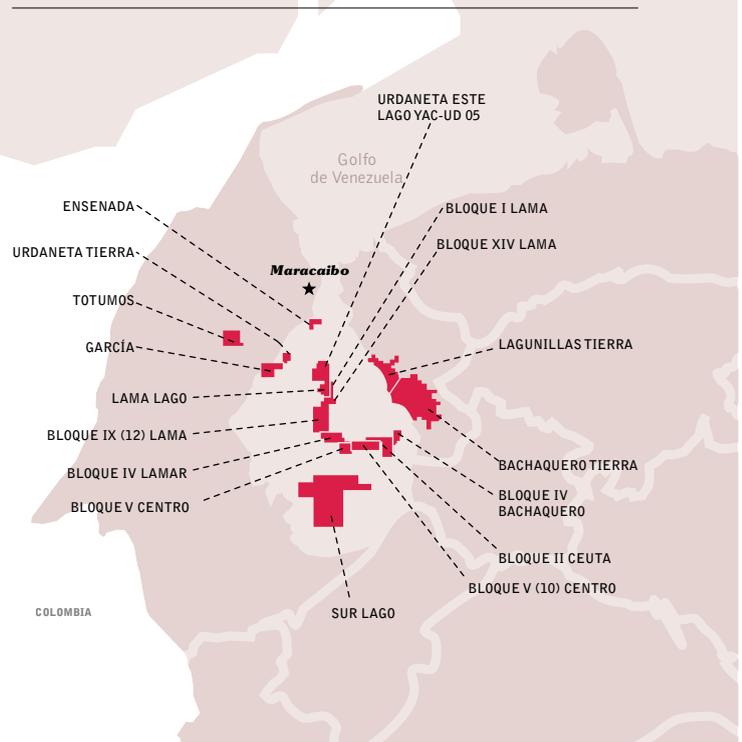
## CAMPOS MADUROS

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 al 75% de las reservas recuperables.

El portafolio de campos maduros de CVP vigente en el año 2012 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.

Los estudios conjuntos tienen como alcance realizar una evaluación técnica y económica de campos seleccionados para tal fin, y su objetivo es la conformación de una empresa mixta entre PDVSA y un tercero (potencial socio), o la adición de campos a empresas mixta existentes, con la finalidad de maximizar el potencial de producción de crudo y mejorar el factor de recobro, aplicando en lo posible tecnologías de vanguardia y asegurando en todo momento el cumplimiento de las leyes y normas aplicables. Igualmente estrechar lazos entre los países involucrados y asegurar la transferencia de tecnología y experiencias.

**GRÁFICO | CAMPOS MADUROS OCCIDENTE**



**CUADRO | CAMPOS MADUROS OCCIDENTE**

Negocios	Campos	Estatus
PDVSA - SUELOPETROL VENEZUELA	Tía Juana Tierra Cabimas Este 2 Cabimas Sur	En diciembre 2012 se aprobó el plan de negocios, el esquema de pago del bono a la Nación por acceso a las reservas y de l pago de los activos, además de la extensión de la vigencia de la Empresa Mixta Petrocabimas, S.A.
PDVSA - PETROSAUDI ARABIA SAUDITA	Bloque IV Lamar Bloque V Centro Bloque V (10) Centro Sur Lago	En el año 2012, fue aprobado por el MPPPM el plan de explotación propuesto y se inició la discusión de los términos del contrato para la conformación de la empresa mixta, con el fin de llevar a cabo su posterior sometimiento a la Asamblea Nacional. A la fecha se está discutiendo lo relativo al financiamiento de las inversiones en los primeros cinco años del plan de desarrollo de negocio (PDN) y el esquema de pago de los activos.
PDVSA - PETROVIETNAM VIETNAM	Bloque I Lagunillas Bloque IX Lama Bloque XIV Lama	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, no obstante las reservas efectivas producto del análisis de reservas, resultaron muy elevadas al compararlas con las reservas que arrojó el análisis de reservas en otro estudio del mismo Bloque que se llevó adelante con Ecopetrol. Este caso será planteado en la reunión del comité guía entre CVP y Petrovietnam, planificada para el año 2013.

**CUADRO | CAMPOS MADUROS OCCIDENTE**

Negocios	Campos	Estatus
<b>PDVSA - ECOPETROL</b> COLOMBIA	<i>Guafita</i> <i>La Victoria</i> <i>Bloque IX (12) Lama</i> <i>Bloque XIV Lama</i> <i>Bloque IX (1) Lama</i>	<p>En el año 2012 se finalizó la evaluación técnica de los campos Guafita y la Victoria y se incorporó al estudio el Bloque IX (1) Lama mediante adendum firmado en julio del 2012. Las reservas a explotar se estiman en 71,1 MMBls para Guafita y la Victoria; y en 125,9 MMBls para los Bloques IX (12) Lama y XIV Lama (incluye 82,6 MMBls recuperación secundaria por inyección de agua). Para el Bloque IX (1) Lama, se finalizó el análisis de reservas, el perfil de producción (acumula 25,4 MMBls Vs 527 MMBls reservas en libros) y el perfil de inversiones y gastos de subsuelo (110 MMUS\$ y 2 MMUS\$). Ecopetrol propuso no continuar con el estudio este bloque en razón de las reservas limitadas, acordándose elevar el caso al comité guía. La evaluación económica preliminar indica que para los bloques XIV Lama y IX (12) Lama será necesario reformular el perfil de producción para darle viabilidad económica; adicionalmente, buscar sinergias y optimizaciones operacionales al reevaluar todos los bloques (XIV, IX (1), IX (12) Lama), especialmente en el manejo de los fluidos, compresión y demás detalles de superficie.</p>

**CUADRO | CAMPOS MADUROS ORIENTE**

Negocios	Campos	Estatus
<b>PDVSA - PLUSPETROL Y ENARSA</b> ARGENTINA	<i>Cachicamo</i> <i>Caricari</i> <i>Socorro</i> <i>Yopales Norte</i>	<p>Estudios Finalizados en 2011. Reservas a explotar 57,8 MMBls, 22 °API, Inversiones 595 MMUS\$ y Gastos 368 MMUS\$. Ambas empresas estudiaron los campos y se decidió adoptar el plan del estudio realizado con Pluspetrol y crear una empresa con participación de CVP, Pluspetrol y Enarsa. Se firmó MDE con Pluspetrol en diciembre 2011 y con Enarsa en enero 2012; quedando la participación acordada CVP 60%, Pluspetrol 20% y Enarsa 20%; sin embargo en el 2012, Pluspetrol ha manifestado que las economías del proyecto son marginales y por ello han solicitado a CVP campos adicionales para estudio, en tal sentido CVP sometió punto de cuenta al MPPPM en noviembre de 2012 en atención a la solicitud de Pluspetrol.</p>
<b>PDVSA - ANCAP</b> URUGUAY	<i>Oveja</i> <i>Yopales Central</i>	<p>Durante el 2012 se continuó con la elaboración del acuerdo de estudio conjunto iniciado en el año 2011. Adicionalmente, el comité guía respaldó el plan de explotación para desarrollar 41 MMBls, para elevar la producción de aproximadamente 2,8 MBD hasta un plateau promedio de 6 MBD (7 años), con unas inversiones de 162 MMUS\$ y gastos de 307 MMUS\$ aproximadamente en 25 años.</p>
<b>PDVSA - PETROSA</b> SUDÁFRICA	<i>Quiamare</i> <i>La Ceiba Oriente</i> <i>Tácata</i> <i>Tacat</i> <i>Pato</i> <i>Mata Grande</i>	<p>Estudio finalizado en 2011. Reservas a explotar 71,6 MMBls de crudo (38,3 - 41,7 °API), con inversiones por el orden de los 1.144,9 MMUS\$ y gastos de 594 MMUS\$. En el año 2012, PDVSA propuso firmar el MDE para la constitución de la una empresa mixta para los campos maduros; sin embargo, a la fecha la representación de Sudáfrica está realizando algunas consultas a nivel de su gobierno relacionadas con aspectos puntuales del borrador de proyecto de la empresa a constituir. Adicionalmente, se ha adelantado gestiones respecto al tema del financiamiento de las inversiones de los primeros cinco años del proyecto a ser gestionadas por Petrosa. También, atendiendo solicitud de Petrosa, se sostuvo reunión para aclaratorias sobre el modelo económico, realizándose nuevamente la calibración del modelo. Petrosa indicó que una vez que actualizaran las economías del proyecto, incluyendo el impacto del financiamiento, iniciarían los trámites de aprobación del proyecto con sus respectivas autoridades.</p>

**CUADRO | CAMPOS MADUROS ORIENTE**

Negocios	Campos	Estatus
<p><b>PDVSA-PETROPARS</b> IRÁN</p> <p><b>PETROECUADOR</b> ECUADOR</p>	<p><i>Dobokubi</i></p>	<p>Estudio finalizado en 2009. Reservas a explotar por el orden de los 302 MMBls de 13 °API. Las inversiones oscilan alrededor de los 11.617,1 MMUS\$ y los gastos por el orden de 1362,6 MMUS\$. En octubre 2010 se firmó MDE para la constitución de la empresa, entre CVP (74%) y Petropars (26%). El 20 de diciembre 2010 la Asamblea Nacional aprobó la constitución de la empresa mixta y el 25 de enero de 2011 mediante Resolución del MPPPM se delimitó el área del Campo Dobokubi. El 20 de junio de 2011 PDVSA y Petroecuador firmaron un MDE para la participación de PETROECUADOR con 14%, en la empresa mixta a constituirse para el campo Dobokubi entre PDVSA y Petropars. La participación de Petroecuador se haría efectiva por la vía de la cesión de parte de las acciones de PDVSA, una vez constituida la empresa mixta entre PDVSA y Petropars y emitido el decreto de transferencia de las operaciones.</p>
<p><b>PDVSA-SINOPEC</b> CHINA</p>	<p><i>Merey</i> <i>Oca</i> <i>Óleos</i> <i>Yopales Sur</i></p>	<p>Estudio finalizado en 2009. Reservas a explotar 108,85 MMBls, 14 °API. Inversiones 602,8 MMUS\$ y gastos de 587,9 MMUS\$. El MDE para constitución de la empresa mixta fue firmado el 29 de noviembre de 2010, sin embargo a la fecha, las partes no han llegado a un consenso sobre los términos y condiciones del proyecto de contrato de constitución de la empresa mixta.</p>
<p><b>PDVSA - YPF</b> ARGENTINA</p>	<p><i>Budare, Trico, Elotes, Isla, Caico Este, Guárico 1013 y Finca (VENEZUELA)</i></p> <hr/> <p><i>Shale Oil: Loma Amarilla y Bajada del Añelo; Maduras: Cerro Piedra, Cerro Guadal Norte y Cañadon Yatel (ARGENTINA)</i></p>	<p>En el año 2011, PDVSA y YPF firmaron un Acuerdo de Estudio Conjunto para la evaluación de los campos maduros en Venezuela (Budare, Trico, Elotes, Isla, Caico Este, Guárico 1013 y Finca) y áreas en Argentina (Shale Oil: Loma Amarilla y Bajada del Añelo; Maduras: Cerro Piedra, Cerro Guadal Norte y Cañadon Yatel), a objeto de establecer la viabilidad de conformación de una empresa mixta. En el año 2012, se ha elaborado el borrador del MDE para la realización de estudios conjuntos de EYP, Refinación, campos maduros en Venezuela y áreas exploratorias y maduras en Argentina a ser definidas. A la fecha, no se ha concretado la firma del MDE.</p>

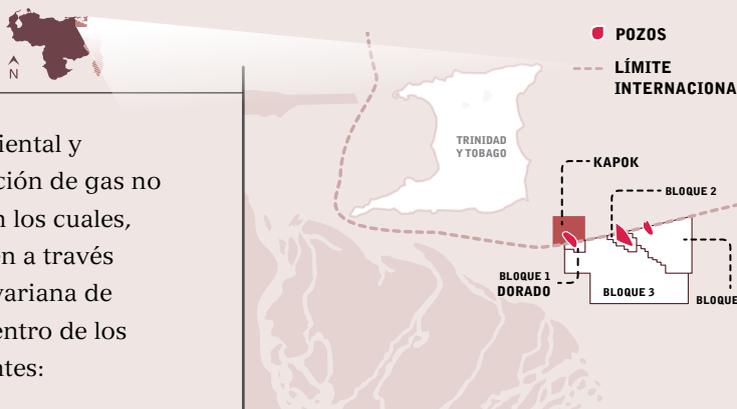


## PROYECTOS DE GAS COSTA AFUERA

Están enmarcados en el desarrollo de nuevos negocios para la producción de hidrocarburos, además de planes y programas de licencias de gas en áreas Costa Afuera, mediante actividades operacionales y financieras que aseguren la explotación eficiente de los yacimientos, salvaguardando los intereses de la nación y cumpliendo con los lineamientos de PDVSA.

### PROYECTO PLATAFORMA DELTANA

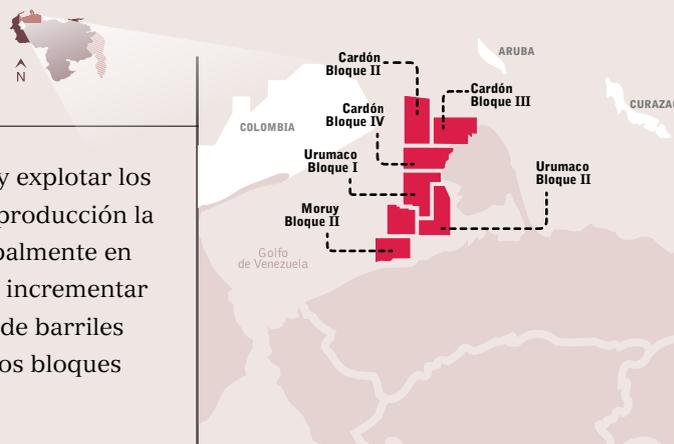
Está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km<sup>2</sup>, en los cuales, existen reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago. Dentro de los proyectos que maneja CVP se destacan los siguientes:



Sub-proyectos	Objetivo	Estatus del proyecto
<b>BLOQUE 1.</b> Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago ( <i>Campos Kapok-Dorado</i> )	Monetizar las reservas de gas natural no asociado de los Yacimientos del bloque 1 de Costa Afuera Oriental, a través del desarrollo de la infraestructura necesaria para perforar y producir gas, así como instalar una planta de gas licuado flotante en sitio, a fin de contribuir con el suministro de Gas Metano a Exportación.	A la espera por negociación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago, de acuerdo a los resultados del Proyecto de Unificación Yacimientos, Campo Dorado-Kapok.
<b>BLOQUE 2.</b> Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago ( <i>Campos Lorán-Manatee</i> )	Llevar a cabo la explotación de los yacimientos de gas no asociado del Bloque 2 de Plataforma Deltana, a los fines de producir 750 MMPCD de gas no asociado para su envío a la Planta de GNL I que estará ubicada en Güiría, en el ámbito de una empresa mixta a ser constituida por PDVSA con 61% de capital accionario y Chevron con 39% restante, con el propósito de suplir al mercado interno y a la Planta de GNL para su posterior exportación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durante el año 2012 se continuaron las reuniones entre los comités de ambos países, para la definición y aprobación del Ministerio de Energía del operador único del campo.</li> <li>• Se culminó la ingeniería conceptual del gasoducto y se estima iniciar la ingeniería básica para el primer semestre de 2013.</li> </ul>
<b>BLOQUE 3.</b> Proyecto de Plataforma Deltana	No requiere unificación por no tener yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, es decir, que los mismos se encuentran del lado de Venezuela.	A la espera por instrucciones del MPPPM.
<b>BLOQUE 4.</b> Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago ( <i>Campos Cocina-Manakin</i> )	Llevar a cabo la explotación del Bloque 4 de la Plataforma Deltana para completar los volúmenes del Bloque 2 y ser enviados a la futura Planta de GNL I.	En proceso de negociación enter la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago.

## PROYECTO RAFAEL URDANETA

El propósito fundamental del proyecto es descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de gas libre para satisfacer en una primera fase de producción la demanda energética de la región nor-occidental del país, principalmente en el Centro de Refinación Paraguaná (CRP). Posee expectativas de incrementar las reservas en 23 BPC de gas natural no asociado y 7 millones de barriles de hidrocarburos líquidos. Dentro de los avances obtenidos en los bloques que conforman el proyecto se pueden mencionar los siguientes:



Sub-proyectos	Descripción	Estatus del proyecto
<b>CARDÓN BLOQUE II</b>	Licencia otorgada en junio de 2006 a PDVSA, con un programa mínimo de adquisición y procesamiento de sísmica 400 km <sup>2</sup> / 500km.	Se continuaron los estudios del área para determinar su prospectividad. El inicio de la perforación se estima para el año 2014.
<b>CARDÓN BLOQUE III</b>	Licencia otorgada a Chevron Cardón III, S.A. (consorcio conformado por CHEVRON/ VINCLER). Este bloque se encuentra ubicado al norte de la Península de Paraguaná.	En el año 2009 se solicitó permiso ante el MPPPM del abandono del Pozo Tuna-1X. Debido a que no encontraron indicios hidrocarbúferos. A la fecha se espera por lineamientos del MPPPM.
<b>CARDÓN BLOQUE IV</b>	Licencia otorgada a Cardón IV (consorcio conformado por ENI/REPSOL). Dicho bloque se encuentra ubicado en el nor-oeste de la Península de Paraguaná. El Bloque Cardón IV posee una extensión de 924 km <sup>2</sup> y está asignado a las empresas Eni y Repsol para desarrollar un programa mínimo exploratorio que comprende la adquisición de 693 km <sup>2</sup> de sísmica 3D y la perforación de dos pozos exploratorios.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posteriormente al descubrimiento en el año 2009 del mayor yacimiento de gas de las costas del Golfo de Venezuela y uno de los más grandes del mundo: el Perla-1X, en el prospecto Perla (Perla-AX), en agosto de 2012 se publica en Gaceta Oficial N° 39.986, del 15 de agosto la declaración de comercialidad por el MPPPM y se aprueba el plan de desarrollo.</li> <li>• El 13 de diciembre de 2012, el MPPPM designó a CVP como la empresa del Estado que ejercerá el derecho a adquirir un 35% de participación del capital accionario de la empresa que explotará el campo Perla (Cardón IV).</li> </ul>
<b>MORUY BLOQUE II</b>	Licencia otorgada a la empresa PT Moruy II, S.A., (consorcio conformado por TEIKOKU / PETROBRAS). Este bloque está ubicado al sur-oeste de la Península de Paraguaná.	En el año 2011, Teikoku procedió a devolver oficialmente a la nación el bloque en cuestión. A la fecha se espera por lineamientos del MPPPM.
<b>URUMACO BLOQUE I</b>	Licencia otorgada Urdaneta Gazprom-1, S.A. Este bloque se encuentra ubicado al sur-oeste de la Península de Paraguaná.	En 2008 se inicia la perforación, pero se decidió abandonar por problemas operacionales. En 2011 fue publicado en Gaceta Oficial del 25 de marzo, la reforma parcial de la licencia, redefiniendo el área para considerar la posibilidad de encontrar nuevos hallazgos, producto de los resultados obtenidos en el bloque Cardón IV. A la fecha se espera por lineamientos del MPPPM.
<b>URUMACO BLOQUE II</b>	Licencia otorgada Urdaneta Gazprom-2, S.A. Este bloque se encuentra ubicado al sur-oeste de la Península de Paraguaná.	En vista de los resultados obtenidos por la perforación de pozos cercanos en Cardón Bloque IV y de la reinterpretación de los datos exploratorios del bloque realizada en Moscú, se está evaluando la posible redefinición del área de este bloque.

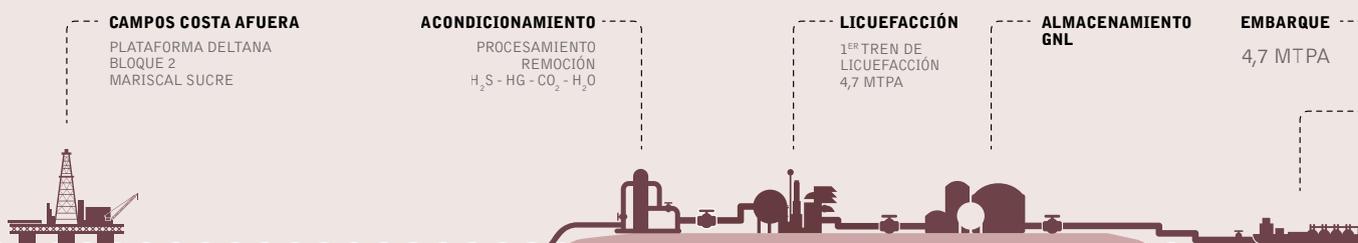
## PROYECTO GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Tiene como objetivo proveer las instalaciones asociadas a los procesos acondicionamiento, procesamiento, licuefacción, almacenaje y embarque para la exportación de 4,7 MTPA de GNL, obtenidos a partir de 800 MMPCED provenientes de las áreas de producción de la Región Oriental (Plataforma Deltana Bloque 2 y Mariscal Sucre – Dragón - Patao). Con este proyecto, se estaría cubriendo parte de la demanda mundial existente en materia de gas. El mercado visualizado para este producto está conformado por Europa, Argentina, Cuba, Brasil y Asia.

Dentro de las actividades que se llevaron a cabo en el 2012 se mencionan los siguientes:

- |   |  |   |
|---|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Inicio del estudio oceanográfico del proyecto en el mes de junio lográndose instalar mareógrafo en Güiria.</li> <li>Ejecución del proceso de contratación para la realización de la ingeniería conceptual que ahora incluye el acondicionamiento del gas dentro de la planta de</li> </ul> | <p>GNL y la ingeniería básica de las instalaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Inicio del estudio geofísico de tierra; hasta la fecha se ha ejecutado gran número de actividades de mediciones de ruido ambiental, puntos de gravimetría, ensayos de resistividad, refracción</li> </ul> | <p>de microtemores y replanteo topográfico.</p> <p>Con este proyecto, se estaría cubriendo parte de la demanda mundial existente en materia de gas. El mercado visualizado para este producto está conformado por Europa, Argentina, Cuba, Brasil y Asia.</p> |
|---|--|---|

## INFOGRAFÍA | PLANTA GNL VENEZUELA



El gas natural no asociado producido conforme a esta licencia será destinado a la atención prioritaria de los requerimientos del mercado interno y eventualmente, participar en la alimentación del tren 3 de Gas Natural Licuado del Proyecto Delta Caribe Oriental

### PROYECTO GOLFO DE PARIÁ OESTE Y PUNTA PESCADOR

A la espera por firma de acuerdo de operación para la licencia por parte de CVP y ENI.

### PROYECTO BLSANQUILLA-TORTUGA

A la fecha, el MPPPM se encuentra en conversaciones con empresa Rusa para el posible otorgamiento de la licencia a dicha empresa.

# GAS



PDVSA Gas, S.A., filial de PDVSA, constituida en el año 1998, actualmente ejecuta las actividades de exploración y explotación de gas no asociado; compresión de gas; extracción, fraccionamiento, almacenaje, comercialización y despacho de LGN; transporte, distribución y comercialización de Gas Metano. Las cuales son llevadas a cabo a través de los negocios que la conforman, como son: Producción, Compresión, Procesamiento y Metano; aunque, en algunos casos, se ejecutan por varias filiales, negocios u organizaciones:

- **EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN:** *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.*

Dentro de la nueva visión de desarrollo, el estado venezolano inició una estrategia de valoración de sus reservas de gas con la visión de posicionar a Venezuela como un país gasífero en el ámbito mundial.

## PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL Y LGN

### GAS NATURAL

La producción bruta de gas natural nacional para el año 2012, fue de 7.327 MMPCD el 70% fue generado por las Direcciones Ejecutivas de Producción Oriente, Occidente y Faja de EyP; 11% por las Empresas Mixtas a nivel nacional; 12% por PDVSA Gas, 5% por Licencias de Gas y finalmente 2% del gas metano recibido de las empresas Chevron y ECOPETROL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte; razón por la cual la disponibilidad total de gas natural a nivel nación se ubicó en 7.514 MMPCD.

Producción y Disponibilidad de Gas Natural		Volumen
		MMPCD
<b>PDVSA Gas</b>		874
	Anaco	793
	San Tomé	50
	Sipororo	31
<b>Licencias</b>		345
	Gas Guárico	63
	Quiriquire Gas	182
	Ypergas	99
<b>Empresas Mixtas</b>		826
<b>PDVSA Petróleo</b>		5.281
<b>Total Producción Nación</b>		<b>7.327</b>
<b>Compras Chevron y Ecopetrol</b>		187
<b>Total Disponible</b>		<b>7.514</b>



El **70%** de dicha producción fue destinado a consumo interno de PDVSA (inyección a yacimientos, combustible, otros)



**2%** se transformó en LGN



**28%** se entregó al mercado interno

### LIQUIDO DEL GAS NATURAL (LGN):

Los procesos de Extracción y Fraccionamiento de LGN son llevados a cabo por PDVSA Gas a nivel nacional, a través de 12 plantas de extracción (seis en Oriente y seis en Occidente) y tres plantas de fraccionamiento (una en Oriente y dos en Occidente). La capacidad total instalada de procesamiento es 4.855 MMPCD y la de fraccionamiento es 268 MBD.

Adicionalmente, se dispone de 381 km de poliductos en el oriente del país, siendo la capacidad efectiva de fraccionamiento de LGN de 242 MBD.

Para el año 2012, los resultados de las operaciones de extracción y procesamiento de LGN, alcanzaron una producción de 124 MBD, de los cuales 121 MBD corresponden

a la Región Oriente y 3 MBD a la región Occidente. Durante el período, se realizaron compras de GLP por un total de 22 MBD (8 MBD a refinerías: Puerto la Cruz, El Palito, Cardón y Mejorador de Crudo Oriente y 14 MBD fueron importados, para un total disponible de LGN de 144 MBD.



## COMPRESIÓN DE GAS

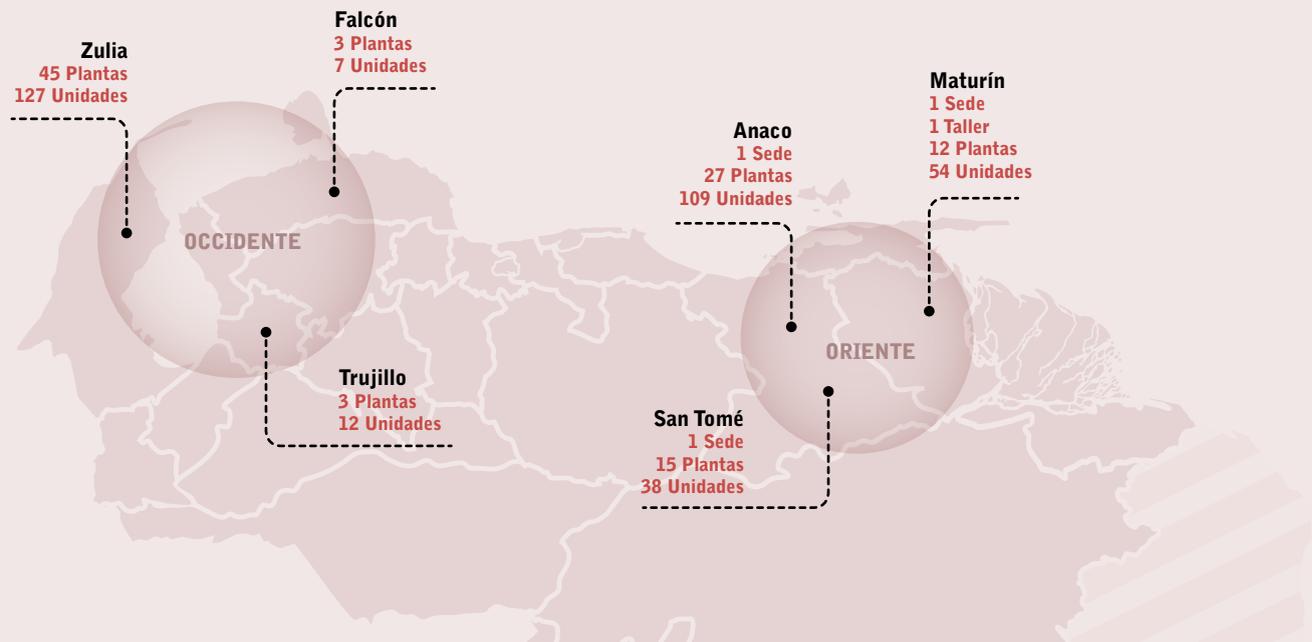
Con la promulgación de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, el Ejecutivo Nacional delegó en PDVSA la nacionalización de los servicios de compresión alquilada de gas a nivel nacional; a su vez PDVSA delegó en la filial PDVSA Gas la responsabilidad de las operaciones de las instalaciones nacionalizadas, garantizando al mismo tiempo,

el suministro confiable de gas comprimido para soportar la producción de crudo, refinación, generación eléctrica, petroquímica y mercado interno, utilizando tecnología de punta, impulsando la responsabilidad social, preservando el medio ambiente y alineados con los planes estratégicos de la Nación

Durante el año 2012 la infraestructura de compresión a nivel nacional es de 105 plantas

y 346 unidades para Compresión Oriente y Occidente, logrando comprimir un volumen promedio de 4.829 MMPCD con una producción de crudo asociada de 1.181 MBD. Adicionalmente, la unidad de negocios de compresión logró garantizar el suministro de gas para producir un volumen de 70 MBD de LGN y 14 MWh de generación eléctrica.

### GRÁFICO | INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN DE GAS EN VENEZUELA



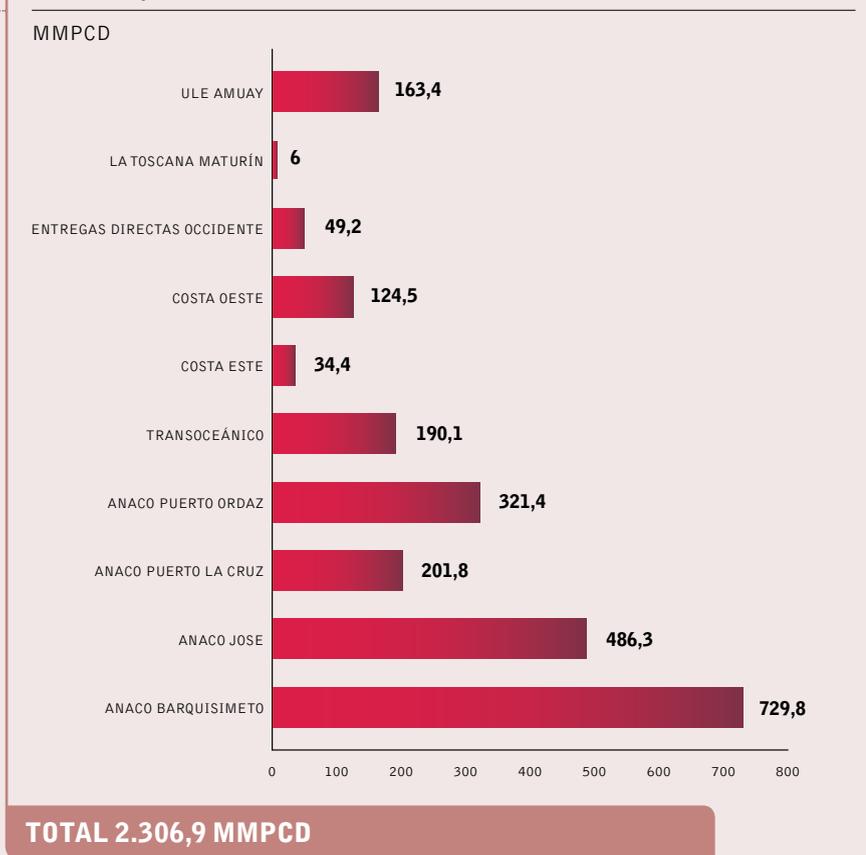
Negocios PDVSA	Plantas	Máquinas	MWh	Servicios
PDVSA Gas	39	136	-	
EyP Oriente	9	31	-	• Mercado interno
EyP Faja	1	9	-	• Inyección de gas
Empresas Mixtas	4	16	11	• Generación eléctrica
Licencia de Gas	1	9	-	• Levantamiento artificial
<b>Sub-Total Oriente</b>	<b>54</b>	<b>201</b>	<b>11</b>	• Volumen manejado
EyP Occidente	41	109	31	4.828,7 MMPCD
Empresas Mixtas Occidente	10	36	-	
<b>Sub-Total Occidente</b>	<b>51</b>	<b>145</b>	<b>31</b>	
<b>Total</b>	<b>105</b>	<b>346</b>	<b>42</b>	

# TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

## GAS

A escala nacional se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución de gas metano de 5.031 km de tuberías de diferentes diámetros (desde 8" a 36"), a fin de satisfacer los requerimientos de los sectores doméstico, comercial e industrial, siendo los principales sistemas de transporte: Anaco-Barquisimeto; Anaco-Jose/Anaco-Puerto La Cruz; Anaco-Puerto Ordaz; Ulé-Amuay; Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO); Costa-Oeste y Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. En el año 2012 se incorporaron 521 km de tuberías nuevas, de los cuales, 295 km pertenecen a la completación de la Etapa I del nuevo gasoducto en construcción en la zona oriental del país (Gasoducto Nor-oriental G/J José Francisco Bermúdez, Tramo Barbacoa-Cumaná-Margarita); 55 km del Nuevo Lazo Morón-Barquisimeto (ENELBAR IV) para completar la Fase I y 22 km de la Fase II del proyecto, así mismo 13 km del tramo Altagracia (N50) - Guatopo (N-A10), del nuevo gasoducto en construcción Altagracia - Arichuna, de la ampliación del sistema Anaco-Barquisimeto; 29 km del nuevo gasoducto Soto-Epa, 37,7 km del nuevo gasoducto tramo West Lejos-Morichal, 34,7 km del nuevo gasoducto tramo Morichal - Mamo, de la ampliación del sistema Anaco - Puerto Ordaz; 2,6 km del ramal de distribución de gas metano hacia la Planta Ezequiel Zamora, 5 km del ramal de distribución de gas metano

**GRÁFICO | VOLUMEN MANEJADO POR SISTEMAS DE TRANSPORTE**



hacia la Planta Termoeléctrica La Raisa, 1,7 km del ramal de distribución de gas metano hacia la Planta Termoeléctrica El Sitio y 25 km del ramal de distribución de gas metano hacia la Planta San Diego de Cabrutica.

Mediante un adecuado manejo, balance y utilización de 73% de la capacidad de esta infraestructura, se logró transmitir y distribuir en forma segura y confiable el gas metano a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución

de gas metano, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Ventas de Gas Natural por Sector	MMPCD	%
<b>Mercado Interno</b>	<b>1.786</b>	<b>79,6%</b>
Eléctrico	655	29,2%
Siderúrgico	254	11,3%
Manufacturero/Otros	187	8,3%
Gas Distribuidores	109	4,9%
Cemento	104	4,6%
Aluminio	31	1,4%
Doméstico	16	0,7%
GNV	2	0,1%
<b>Petroquímico</b>	<b>428</b>	<b>19,1%</b>
<b>Petrolero</b>	<b>459</b>	<b>20,4%</b>
<b>Total</b>	<b>2.245</b>	<b>100,0%</b>

El volumen de gas metano suministrado al sector doméstico es para cubrir la demanda de usuarios residenciales y comerciales que, al cierre del año 2012, estaba

integrado por más de 353.000 usuarios conectados a la red de distribución de gas; 91% de estos usuarios se encuentra ubicado en La Gran Caracas, seguido por

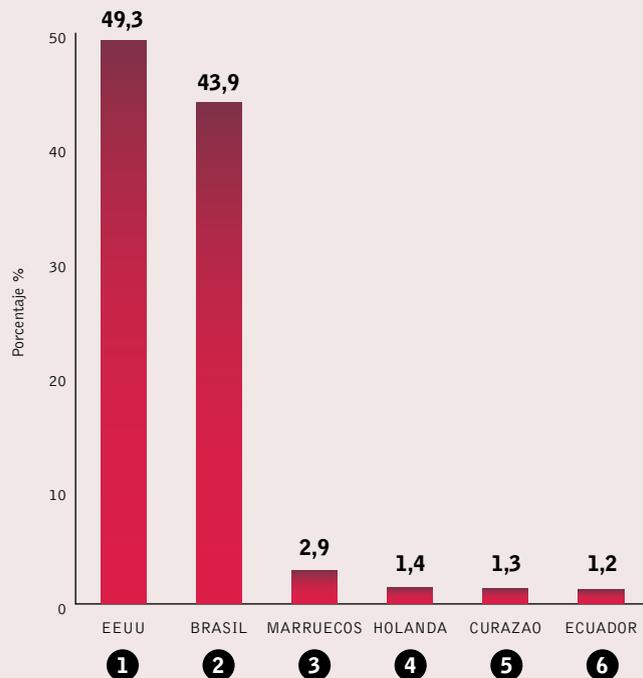
Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Cumaná, Barcelona, Barinas, Cagua, Maracaibo, Maturín y La Vela de Coro.

## LGN



Las ventas de LGN se situaron en 141, MBD, de los cuales de los cuales se distribuyen de la siguiente manera: Mercado Local 47 MBD (incluye Mercado Interno, Industrializadoras y Petroquímico), Ventas Interfiliales 66 MBD incluye Refinación y Producción y PDVSA Gas Comunal) y Exportaciones 28 MBD las cuales estuvieron dirigidas fundamentalmente a Estados Unidos 49% y Brasil 44%, el resto fue vendido a Marruecos, Holanda, Curazao y Ecuador.

GRÁFICO | 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 MMPCND 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>Alcanzó un avance físico de 54%, siendo los principales aspectos y logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puesta en marcha de los trenes de baja y alta TB-1 y TA-1.</li> <li>• Firma de contrato con empresa constructora para la ejecución de la obra "Completación de la construcción del centro operativo y sistema de recolección del campo Santa Rosa y Zapato Mata R del proyecto Gas Anaco".</li> <li>• Culminada la obra "Vialidad de Acceso a Pozos Planta de Agua Santa Rosa II".</li> <li>• Ejecución de ingenierías complementarias obras civiles área del Flare, Sistema contra Incendio, DTI Compresión, AIT, Integración de Automatización, Línea de 13.8 kV</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: Construcción y adecuación de 38 estaciones de flujo, 8 estaciones de descarga, 8 plantas de tratamiento e inyección de agua y 8 plantas compresoras con capacidad para 550 MMPCD/152 MBHP.</p>	<p>Alcanzó un avance físico acumulado de 15%, siendo los principales aspectos y logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Culminada la Ingeniería de Detalle de la Planta Compresora Boca II.</li> <li>• Completado traslado de equipos mayores desde Bolipuerto, en Guanta, hasta la planta compresora Güere para su instalación.</li> <li>• Alcanzado 80% de avance en vialidad interna de la planta compresora y 85% en vialidad externa.</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 MMPCED, con un 98% de recobro de Propano (C3+), generando 50 MBD de LGN y 890 MMPCED a los sistemas de transporte de gas al mercado interno, contribuyendo al desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y social del país.</p>	<p>Alcanzó un avance físico acumulado de 39%, con la ejecución de las actividades siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Completado el 63% de avance en construcción de vialidad de acceso a la planta de Extracción San Joaquín.</li> <li>• Culminadas las obras civiles, y las obras electromecánicas de la instalación temprana del Turbogenerador, en cumplimiento con la autosuficiencia energética de la planta.</li> <li>• Construcción de 282 viviendas en el área de Anaco y San Joaquín, de las cuales han sido entregadas 257 viviendas, apalancando la Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> </ul>
<b>PIRITAL I</b>	<p>La Planta de Extracción de LGN Pirital I, permitirá contar con capacidad para procesar 1.000 MMPCED 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 (C3+), generando 42 MBD de LGN contribuyendo al desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y social del país.</p>	<p>Se encuentra en fase conceptualizar, y para el año 2012 tiene un avance físico real de 8,33%, motivado a las gestiones y trámites realizados para la obtención del financiamiento externo.</p>
<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>Para el año 2012 se avanzó en la construcción del tramo 3 del Nuevo Poliducto San Joaquín – Jose y en la ingeniería de los proyectos V Tren y Almacenaje, y obras sociales.</p>



Proyecto	Objetivo	Situación Actual
<p><b>PLANTA DE EXTRACCIÓN PROFUNDA SOTO</b></p>	<p>El Proyecto Soto 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 MMPCED 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.</p>	<p>Alcanzó un avance físico acumulado de 45%. Entre los principales aspectos al cierre del año se tienen los siguientes puntos resaltantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Culminados los trabajos de las Obras Civiles de la Subestación Eléctrica Soto Norte.</li> <li>• Reactivación de trabajos de implantación de la línea eléctrica de 69 kV Tramo 1 (Soto Norte – Mapiri).</li> <li>• Ejecución de ingeniería de las edificaciones del Módulo: Clínica, comedor, estación de bomberos, sala de control y cuarto de telecomunicaciones.</li> </ul>
<p><b>MANEJO Y DISPOSICIÓN DE CO<sub>2</sub></b></p>	<p>Con el propósito de dar cumplimiento a la nueva normativa de transmisión de gas a venta, PDVSA Gas tiene la responsabilidad de instalar unidades capaces de disminuir el contenido de CO<sub>2</sub> en el gas de procesamiento hasta las nuevas figuras requeridas, en conformidad con estándar COVENIN 3568, que entra en vigencia a partir del año 2013. A través del Proyecto Manejo y Disposición de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>).</p>	<p>Alcanzó un avance acumulado de 4%. Las actividades que apalancaron el avance fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizadas pruebas de caracterización de fluidos, hinchamiento con CO<sub>2</sub> y vaporización a muestras tomadas en pozo MVR 118L del Campo Zapatos – Mata R.</li> <li>• Culminadas medidas geoquímicas en el Campo Zapatos - Mata R.</li> </ul>
<p><b>GASODUCTO NOR-ORIENTAL G/J JOSÉ FRANCISCO BERMÚDEZ (SINORGAS)</b></p>	<p>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 el centro de despacho ubicados Costa Afuera en la región Nororiental del país, desde Güiría hasta los Centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y Norte de los estados Anzoátegui y Monagas, así como, satisfacer la demanda de Gas en el área de Mercado Interno en Refinación, Sector Industrial y Doméstico.</p>	<p>Actualmente se encuentra en fase de implantación, tiene un avance físico de 51%. Con la ejecución de actividades en los tramos Provisor - Cumaná, Cumaná – Cariaco y Güiría – Cariaco, a continuación el detalle:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ejecutadas pruebas hidrostáticas a las estaciones de válvulas Santa Fe, Mochima y Cumaná;</li> <li>• Ejecutadas obras de mitigación ambiental a lo largo del corredor de tuberías.</li> <li>• Ejecutados 110,9 Km de replanteo topográfico</li> <li>• Ejecutados 128,3 Km de regado de tubería</li> </ul>
<p><b>AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE BAJO GRANDE ULÉ AMUAY</b></p>	<p>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: Cubrir la demanda de gas del Sector Eléctrico, las Plantas Termoeléctricas del Occidente del País (Planta Josefa Camejo, Termozulia I y II), así como satisfacer la demanda de gas al sector domestico, comercial, industrial y plan nacional de gas vehicular.</p>	<p>Alcanzó un avance físico acumulado de 33%. Las actividades y logros que apalancaron el avance fueron:</p> <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"</li> <li>• Avance en la construcción de la Estación Terminal Bajo Grande (ETBG).</li> </ul>
<p><b>INTERCONEXIÓN CENTRO-OCCIDENTE (ICO) TRAMO ULÉ -AMUAY</b></p>	<p>Interconectar el Sistema Anaco-Barquisimeto con el Sistema Ule-Amuay para transmitir 520 MMPCED adicionales de gas desde Oriente hasta Occidente con la finalidad de garantizar el suministro de gas al CRP, liberando líquidos para exportación y suplir parcialmente la demanda insatisfecha del Occidente (Empresas Petroquímicas, Sector Eléctrico e Industrial).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se encuentra en fase de implantación y alcanzó un avance acumulado de 88%. Las actividades y logros alcanzados se describen a continuación:</li> <li>• Culminada la ingeniería de detalle del proyecto.</li> <li>• Continuación de trabajos para completación mecánica y arranque de trenes de compresión de la Planta Compresora Altagracia.</li> </ul>

## PROYECTOS DE PDVSA GAS



Proyecto	Objetivo	Situación Actual
<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.	<p>Alcanzó un avance físico de 46% y se han gasificado 102.109 familias en todo el territorio nacional:</p> <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 Belarús, así como reubicación del Gasoducto Caracas Lateral (tramo Fuerte Tiuna), para gasificar 23.000 Familias, enmarcados dentro de la Gran Misión Vivienda Venezuela.</li> <li>En proceso de conformación la Empresa Nacional de Gasificación de Ciudades, S.A.</li> </ul>

### PROYECTOS DE AMPLIACIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE

Proyecto	Objetivo	Situación Actual
<b>ANACO – PLC (FASE I y II)</b>		Al cierre del año 2012, el Proyecto Anaco-PLC alcanzó una ejecución física acumulada de 96% con la ejecución de las siguientes actividades: Trabajos Electromecánicos para la Estación de Seccionamiento Barbacoas II y "Obras Complementarias ASAJ para la construcción de la Estación de Seccionamiento Barbacoas II
<b>ANACO - PTO. ORDAZ (GASODUCTO EPA SOTO)</b>	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 industriales, eléctricos, petroleros y petroquímicos enmarcados dentro del Plan Siembra Petrolera 2005-2030, impulsando así el desarrollo energético de esta zona del país.	<p>Alcanzó un avance físico acumulada de 91%, destacando como logros del 2012 los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Puesta en marcha de los 29 km de gasoducto de 36".</li> <li>Construcción de estación de regulación primaria y conexión al pulmón de 48".</li> <li>Prueba hidrostática de las estaciones Epa y Soto, arranque y puesta en marcha del gasoducto, instalación de Spools y válvulas en la estación Epa.</li> </ul>
<b>GASODUCTO TRAMO WEST LEJOS - MORICHAL – MAMO</b>		Alcanzó un avance ejecución física acumulada de 95%, destacando la puesta en servicio del Tramo West-Lejos - Morichal, al cierre del año se inician tramites administrativos (prórroga para trabajos adicionales de reemplazo en la bayoneta de entrada a la estación Mamo.)
<b>ANACO – BARQUISIMETO</b>		<p>Presentó ejecución física acumulada de 32,25%. Destacando como logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Instalados 55 km de gasoducto de 20" de la fase I del proyecto Moron-Barquisimeto y 24 Km de Gasoducto de 20" de la fase II.</li> <li>Culminadas las actividades mecánicas en los 13 kms de tubería del Proyecto Restitución de Capacidad Altagracia-Arichuna y en</li> <li>Ejecución actividades de instrumentación en las estaciones N10 y N50.</li> </ul>

## GAS DOMÉSTICO



PDVSA Gas Comunal fue constituida en el año 2007 con el objeto de garantizar el suministro de Gas Licuado de Petróleo (GLP) como servicio público, alineada con la política socialista del Estado como una empresa estratégica para atender las necesidades de la población, así como proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones. Consolida una estructura organizativa destinada básicamente al 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.

Al cierre del año 2012 tiene 60 plantas de las 86 plantas de llenado existentes a nivel nacional que incluye la ocupación de dos empresas (Servigas y Duragas), igualmente suministró un total de 42 MBD a nivel nación, de los cuales 35.45 MBD (86%) corresponden a PDVSA Gas Comunal y 6.25 MBD (14%) al sector privado, es importante señalar que la empresa tiene el control del 100% de esta actividad, debido al pago del servicio de Transporte de GLP, a través de la política de Contratación de Servicios emanada por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería desde el año 2008.

En el año 2012 se incrementó en 5% la distribución de GLP con respecto al año 2011 que fue de 40 MBD.

Se han reparado y fabricado un total de 446.536 bombonas de distintas capacidades (10, 18, 27, 43 kg) y 463 tanques de diferentes capacidades. A la fecha se han vendido un total de 135.969 instalaciones de bombonas a un precio justo y beneficiando a un total de 110.379 familias venezolanas.

# REFINACIÓN



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.

Con el objetivo de aumentar su capacidad y complejidad, PDVSA ha invertido en su sistema de refinación nacional e internacional a lo largo de los años, permitiendo mantener los estándares de calidad exigidos a nivel mundial. En los últimos años, viene ejecutando proyectos para la adecuación de plantas existentes, construcción de nuevas

refinerías en suelo venezolano, mejoradores de crudo, aumento de infraestructura de transporte de crudo y almacenaje, construcción de muelle multipropósito para recibo y despacho de crudos; todo esto con miras a brindar soporte para el incremento volumétrico de crudos pesados y extrapesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco.

## CAPACIDAD DE REFINACIÓN

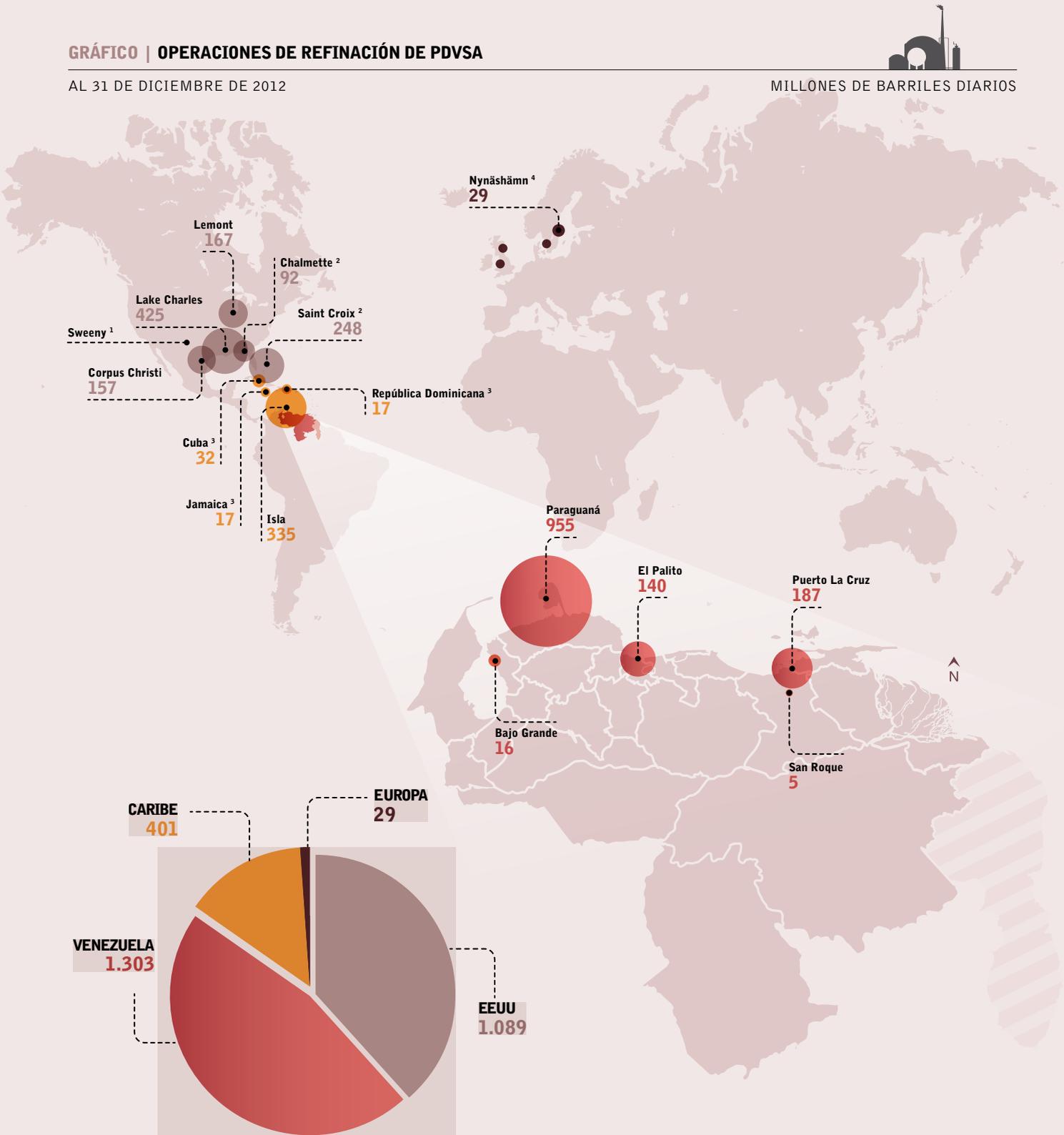
---

PDVSA realiza actividades de refinación en la República Bolivariana de Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial fue de 2.822 MBD para el 31 de diciembre de 2012.

**GRÁFICO | OPERACIONES DE REFINACIÓN DE PDVSA**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

MILLONES DE BARRILES DIARIOS



**CAPACIDAD TOTAL DE REFINACIÓN 2.822 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 refinerías: Suecia, Escocia e Inglaterra

**TABLA | CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE PDVSA**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA	Capacidad de Refinación	
			Capacidad Nominal	Participación Neta PDVSA
			(%)	(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
<b>Total Estados Unidos</b>			<b>1.428</b>	<b>1.089</b>
<b>Europa</b>				
Nynäshamn, Suecia	NYNAS <sup>7</sup>	50	29	15
Gothenburg, Suecia	NYNAS <sup>7</sup>	50	11	5
Dundee, Escocia	NYNAS <sup>7</sup>	50	9	4
Eastham, Inglaterra	NYNAS <sup>7</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 1994. El contrato de arrendamiento termina en 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 Neste Oil AB.

## REFINACIÓN NACIONAL



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

El volumen de petróleo procesado en el sistema de refinación nacional fue de 932 MBD. Adicionalmente, se procesaron 162 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 1.094 MBD de productos, de los cuales 330 MBD corresponden a

gasolinas y naftas, 337 MBD a jet y destilados, 287 MBD residuales, 15 MBD asfaltos, 5 MBD lubricantes y 120 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

El margen bruto de refinación, durante el año 2012, fue de 1,41 US\$/Bl de petróleo más insumos

procesados, mientras que el costo de procesamiento del sistema de refinación, excluyendo depreciación y consumo propio para el mismo período, fue de 5,62 US\$/Bl de petróleo más insumos procesados.

La descripción de las Refinerías que componen el sistema de refinación nacional se detalla a continuación:

### CENTRO DE REFINACIÓN PARAGUANÁ (CRP)

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

De los productos obtenidos en el CRP el 58% se destina al mercado interno, incluyendo la transferencia de componentes para mezclas y productos terminados al resto de las refinerías que conforman el circuito nacional de refinación, de esta manera, el CRP cubre el 66% de la demanda de combustibles a nivel nacional. El resto de la producción (42%) se destina al mercado de exportación, con despacho de productos a países del Caribe, centro y sur América, Europa y África.

Actualmente se encuentra en fase de implantación el Proyecto Aumento de Producción de Aceites y Bases Lubricantes CRP Cardón, el cual contempla modificar las

Plantas FEU (Desaromatización), MDU (Desparafinación) y AV-1 (Destilación al vacío) para aumentar la producción de refinados, incrementar la producción de bases lubricantes en el CRP Cardón y 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 el Proyecto Nacional Simón Bolívar.

El CRP produce gasolina cumpliendo con las especificaciones de mercado más estrictas a escala mundial, manteniéndose en el 2012 el despacho de cargamentos de gasolina RBOB hacia el mercado de EE.UU. En este sentido y con la finalidad de seguir cumpliendo las normativas ambientales existentes, el CRP adelanta proyectos para reducir la cantidad de azufre en sus gasolinas. De esta manera se encuentra en fase de implantación 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 encuentra en fase de definición el Proyecto de Adecuación de Conversión Media y Profunda del CRP (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 de 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, con un contenido de azufre de 10 ppm máximo y 51 de número de cetano 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.

El volumen de petróleo procesado en el CRP durante el año 2012, fue de 638 MBD. Adicionalmente, se procesaron 103 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 741 MBD de productos, de los

cuales 205 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 252 MBD a jet y destilados, 171 MBD residuales, 15 MBD asfaltos, 5 MBD lubricantes y 93 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

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.

Los productos obtenidos en este Complejo de Refinación (GLP, Nafta Liviana, Gasolina 91 y 95 RON, Jet, Diesel automotriz, Diesel Hidrotratado 10 ppm, Diesel Marino, Residuales y Parafina) se destinan en 43% al mercado local, 2% para naves en tránsito, 6% para transferencias entre refinerías del circuito de refinación nacional de PDVSA, y la producción excedente (49%) se destina para el mercado de exportación, dirigida a los países del Caribe, América, Europa y Asia.

Durante el año 2012 se llevaron a cabo diversos trabajos con el objetivo de garantizar la integridad mecánica, aumento de la confiabilidad y continuidad operacional de los equipos y

unidades de proceso. Entre los trabajos ejecutados se destacan los mantenimientos mayores a las unidades: Destilación Atmosférica N° 2, Reformación Catalítica de Naftas, Hidrotratadora de Destilados, Craqueo Catalítico Fluidizado y Alquilación. Asimismo, fue realizado el mantenimiento mayor del separador API de “El Chaure” y del Turbogenerador TG-7.

El proyecto de Conversión Profunda de Refinería Puerto la Cruz está orientado hacia el procesamiento de petróleo pesado y extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, y alcanzó un avance físico de 26,92% durante el año 2012, mediante la continuación de los trabajos tempranos de construcción (preparación del sitio), procura de equipos de largo tiempo de entrega (recepción de doce reactores y ocho intercambiadores de calor), formación/capacitación de artesanos con la certificación de 950 en módulo básico, 149 capataces, 298 técnico de obras civiles, 195 técnico operadores, para un total de 1.622 certificaciones, así como la culminación de la ingeniería de detalle, procura y construcción de las plantas de proceso.



El alcance del proyecto incluye la remodelación de las unidades de destilación para aumentar su capacidad de 187 MBD a 210 MBD, la construcción de una unidad de vacío de 117 MBD, una unidad de Conversión Profunda HDHPLUS® (tecnología venezolana) de 50 MBD, una unidad de Hidroprocesamiento Secuencial (SHP) tecnología Axens de 100 MBD, unidades auxiliares y de servicios, así como la construcción de tanques de almacenamiento, sistema de mechorrios, edificaciones, sala de control y salas satélites. La fecha estimada de culminación del proyecto es para el año 2015.

El volumen de petróleo procesado en la RPLC durante el año 2012, fue de 171 MBD. Adicionalmente, se procesaron 56 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 227 MBD de productos, de los cuales 75 MBD corresponden a Gasolinas y Naftas, 61 MBD a Jet y Destilados, 78 MBD Residuales y 13 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## REFINERÍA EL PALITO

La Refinería El Palito tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD. Se encuentra ubicada en la región central del país, específicamente en el estado Carabobo. En la actualidad se procesa petróleo mediano, obteniendo: Naftas, Jet, Diesel, Benceno, Tolueno, Xilenos, Solventes y Residuales que son suministrados al mercado local. El excedente de nafta pesada atmosférica (HSR) se destina hacia las refinerías de Puerto La Cruz y CRP-Cardón, para su procesamiento en las unidades de Reformación Catalítica; lo que permite mayor disponibilidad de corrientes de alto octanaje para las mezclas de gasolinas. Asimismo, el excedente de Jet y Residual se destinan al mercado de exportación.

De igual manera, en el año 2012 se destacan, en primer lugar, el incremento en la capacidad del sistema de enfriamiento de la refinería con la culminación de la construcción de la torre de enfriamiento M-7156N y la construcción de la torre de enfriamiento M-7154 N, lo que permite incrementar la confiabilidad de la red del sistema de enfriamiento e incrementar la carga de la unidad de FCC a su carga nominal de 70MBD. Y en segundo lugar, la construcción de los proyectos termoeléctricos, Planta Termoeléctrica El Palito con un avance de 91% en su primera fase correspondiente a cuatro turbos generadores de 193 MW (ISO), las cuatro unidades ya se encuentran sincronizadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y actualmente se encuentran en

ajustes técnicos para garantizar su estabilidad; y la Planta La Cabrera, con un avance de 91% de la primera fase del proyecto correspondiente a dos turbinas que aportarán 191 MW (ISO) cada uno. Se realizó encendido de la primera unidad y se afinan detalles técnicos para su sincronización con el SEN.

En relación con las metas a mediano plazo, está contemplado un proyecto de mejora de la calidad del agua lo que permitirá diversificar las fuentes de agua cruda de la refinería y su tratamiento para el cumplimiento de los parámetros de calidad requeridos por diseño en los sistema de agua. En el mismo orden de ideas, se tiene en desarrollo un proyecto de expansión de la refinería, para el cual se instalarán unidades nuevas adicionales manteniéndose en funcionamiento las unidades existentes, incrementando la capacidad de refinación de crudo de 140 MBD a 280 MBD, lo cual permitirá eliminar la dependencia del gasóleo de vacío foráneo para alimentar a la unidad de FCC, y la adecuación a las exigencias de calidad del mercado nacional e internacional en lo referente a las Gasolinas y Diesel. El arranque se estima para el año 2016, con lo que se iniciará el procesamiento de petróleo pesado de 22 °API para la generación de productos livianos de alto valor económico con especificaciones de acuerdo con el TIERII (norma estadounidense que busca regular las emisiones producto de la combustión de los motores en vehículos de distintos tamaños, combustibles y usos). El alcance contempla la instalación



de una planta de destilación atmosférica y una al vacío, para procesar petróleo pesado; una planta de hidrotratamiento de Naftas y una de reformación catalítica (CCR), para obtener Nafta reformada, que alimentará al complejo de aromáticos y a las mezclas de Gasolina; la instalación de una planta de hidrotratamiento de Diesel para incrementar el índice de Cetano a 51 y disminuir el contenido de Azufre hasta 7 ppm (partes por millón), la instalación de una planta de hidrotratamiento de VGO para alimentar a la unidad de FCC y posteriormente producir Gasolinas destinadas al mercado local y de exportación con calidad TIERII. Adicionalmente se instalarán todas las facilidades adicionales que son requeridas para el óptimo desempeño de la Refinería.

El volumen de petróleo procesado en la RELP durante el año 2012, fue de 127 MBD. Adicionalmente, se procesaron 101 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 228 MBD de productos, de las cuales 99 MBD corresponden a Gasolinas y Naftas, 66 MBD a Jet y Destilados, 51 MBD Residuales y 12 MBD de otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

## REFINACIÓN INTERNACIONAL



PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar un volumen de petróleo durante el año 2012 de 955 MBD (440 MBD suministrados por PDVSA).

Adicionalmente, se procesaron 144 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos 1.098 MBD, de los cuales 415 MBD corresponden a Gasolinas y Naftas, 372 MBD a Jet y Destilados, 115 MBD a Residuales, 16 MBD a Asfaltos, 13 MBD a Lubricantes, 56 MBD a Petroquímicos y 111 MBD a otros productos,

entre los que se incluyen GLP y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

Para el año 2012, se mantiene la participación accionaria de PDVSA en los negocios de refinación en el exterior que tenía al cierre

del año anterior, sin embargo, la baja rentabilidad de negocios como Hovensa llevó al cierre de las operaciones de la refinería a principio del año 2012, funcionando actualmente como un terminal de almacenaje de hidrocarburos.

## NORTEAMÉRICA

### CITGO PETROLEUM CORPORATION

A través de CITGO, PDVSA opera y tiene presencia en el mercado de Estados Unidos, por medio de las Refinerías Lake Charles, en Louisiana; Corpus Christi, en Texas; y Lemont, en Illinois. La Refinería Lake Charles, con una capacidad de refinación de 425 MBD es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos, situado en la zona del Golfo de México; este complejo agrupa además de la Refinería, una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas. La Refinería Corpus Christi, también ubicada en la costa del Golfo de México, se compone de dos plantas, las cuales consolidan en conjunto una capacidad de refinación aproximada de 157 MBD, y la Refinería Lemont, ubicada estratégicamente en la región norte del medio oeste norteamericano, con una capacidad de refinación de 167 MBD, procesa principalmente crudo canadiense y otros crudos pesados disponibles en la región. En conjunto, la

capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

La carga total de crudo, al finalizar el año 2012, se ubicó en 637 MBD, siendo un volumen menor al año 2011 principalmente debido a trabajos de mantenimiento programado en las refinerías del circuito CITGO y problemas en la logística de suministro de crudo causados por factores climáticos; sin embargo, la producción total se compensó con el incremento en insumos a procesos.

Durante el 2012, la refinería de Lemont logró un desempeño sin precedentes, maximizando la utilización de su capacidad y los rendimientos de la refinería. De esta forma, estableció 16 récords en el área de refinería, nueve en el área de producción de destilados, tres en corridas de crudo y otros insumos, así como un récord mensual en la producción total de productos, entre otros. Además, por primera vez se logró que el intervalo de tiempo entre las paradas por mantenimiento a la unidad de crudo superara los 10 años.

Se realizaron las paradas programadas de las unidades de crudo y coquificación, lo cual produjo un aumento de capacidad a niveles históricos comparado con su desempeño antes del mantenimiento. Además, la estabilidad de la torre atmosférica permitió que casi 4 MBD adicionales de destilados se extrajeran de la unidad de craqueo catalítico.

Durante el período comprendido entre septiembre y diciembre del 2012, la capacidad de utilización promedio de Lemont fue superior a los valores registrados durante los cinco años anteriores, y en septiembre se logró una capacidad de utilización diaria de 98,6%, la más alta jamás obtenida. Además, Lemont obtuvo 86% de productos de alto valor agregado, el mejor porcentaje de rendimiento hasta ahora.

La mayor inversión de capital, en el 2012, se realizó con el proyecto de las dos unidades de desalinización, a través del cual se logró aumentar en 6% la remoción de sal y en

15% la de sedimentos sólidos, lo cual se traduce en mayores corridas de crudo. Se mantiene una búsqueda continua de nuevas oportunidades comerciales y por tal motivo se realizaron pruebas para procesar cinco nuevos crudos pesados canadienses. Se comenzó a producir un nuevo grado de gasolina de 91 octanos para el mercado del Norte y por primera vez se realizaron ventas del exceso de nafta ligera por gasoducto en el mercado de crudo diluido.

La refinería de Lake Charles logró un buen desempeño en sus operaciones; sin embargo, la capacidad de utilización se ubicó por debajo de lo previsto debido principalmente al balance económico realizado en las unidades de destilación y craqueo catalítico y también a demoras en los envíos de crudo.

Se completaron los trabajos de mantenimiento programados en 18 unidades con un esfuerzo de 1,13 MM horas hombres, lo cual permitió que la producción y la capacidad de utilización regresaran a los niveles planificados. Los productos de la unidad hidrotadora de diesel de contenido mínimo de azufre (ULSD por sus siglas en inglés) establecieron también nuevos récords. Se produjeron 4,6MMBLS de destilados con un índice de cetano de 46 para el mercado de exportación y se mejoró la producción de jet fuel de la unidad de craqueo catalítico (Unicraker). La producción de productos de alto valor ha aumentado cada año hasta lograr un nivel de 91,2%. Se lograron 20 nuevos récords de gestión: en seguridad; en ambiente con sólo 4 emisiones estándares; en el

volumen de carga en las unidades Unicraker, ULSD, alquilación y unidad de vacío. Además se incrementaron los rendimientos de las unidades ULSD, xilenos mixtos y tolueno y el tiempo de vida útil de los catalizadores en el Unicraker, en las unidades de hidrotamiento de nafta catalítica (CGH), en el reformador B, en la hidrotadora de aceite cíclico liviano (ALCOH) entre otros. Además se reprocesó aceite de decantación en las unidades de vacío.

Se comenzaron las pruebas para procesar cargamentos de crudo extra pesado diluido de la Faja Petrolífera del Orinoco (DCO), y en el 2012 se recibieron un total de 5,5 MMBLS. El llenadero de ferrocarriles ubicado en la antigua planta de lubricantes (CLAW) fue adaptado para ofrecer servicio de transporte de crudo, siendo el volumen de crudo enviado vía ferrocarril de 2,3 MMBLS. Se realizaron trabajos para aumentar el calado de los muelles y se añadió capacidad de carga para benceno. La capacidad de envío de productos por barco aumentó de siete a nueve cargamentos por mes. Además se completó un nuevo llenadero para envíos de coque por camiones y se eliminó el transporte por ferrocarril. Se comenzaron a utilizar tanques fuera de servicio en la antigua planta de lubricantes para almacenamiento de productos intermedios, lo cual produjo ahorros significativos, como fue el caso del aceite cíclico pesado (HCO) durante las paradas del Unicraker. La producción de productos fuera de especificaciones (slop) se redujo en 2 MBD y el condensado de los vapores del cóquer se redirigió de los productos fuera de especificaciones a la alimentación de la unidad de craqueo catalítico.

En la refinería de Corpus Christi se establecieron cuatro récords promedio mensuales de carga a las unidades y de producción. La unidad de ULSD alcanzó un promedio mensual de 48,8 MBD y de 54,3 MBD, mientras que la unidad de hidrotamiento ULSD/MDH 85,3 MBD. La producción total de destilados se ubicó en 81,0 MBD y la de azufre en 171 toneladas diarias.

Se mejoraron las operaciones en la unidad de diesel de ultra bajo azufre (ULSD): se inició la operación para producción de diesel con índice de cetano 40/46, se maximizó la mejora de aceite cíclico liviano y se instaló una conexión bordeando los tanques de alimentación. Además, se aumentaron los límites de la unidad de 42,5 a 54,3 MBD.

Se realizaron varias iniciativas que produjeron beneficios económicos tales como el aumento de las exportaciones de gasolina a 9,0 MBD, la mezcla de butano adicional, la instalación de una nueva bomba impulsora en el poliducto CASA aumentando su capacidad en 10,5 MBD. Además, se comisionó el envío de crudo Eagle Ford por la tubería Magellan. Se evaluaron nuevas oportunidades de crudos tales como el crudo extra pesado diluido de la Faja Petrolífera del Orinoco (DCO), crudo Merey 16 y el Eagle Ford. Se están procesando crudos con precios ventajosos a los límites máximos de manejo de fondos y de cabecera.

#### **CHALMETTE REFINING LLC (CRLLC)**

Chalmette Refining LLC, es una empresa mixta integrada por PDVSA y ExxonMobil, con participación de 50% para cada

socio. La refinería localizada en la ciudad de Chalmette, Louisiana, tiene una capacidad de procesamiento de crudo de 184 MBD. En esta Refinería se procesa crudo mejorado, producido por la empresa mixta Petromonagas. Asimismo, PDVSA, a través de PDV Chalmette, tiene la opción de comprar hasta 50% de los productos refinados obtenidos en la refinería.

La carga de crudo, acumulada al cierre de 2012, se ubicó en 133 MBD, lo cual es un volumen similar ya que la refinería continúa operando bajo el modelo de negocio implementado a final del año 2010, en el cual las unidades de procesos menos eficientes y con altos costos de mantenimiento estuvieron paradas. Se realizaron los trabajos programados de parada de las unidades de reformatión y plantas de aromáticos durante el primer semestre y la parada de unidad de destilación 1 y el hidrotatador de FCC en el segundo semestre. Del volumen de crudo procesado 49,2 MBD corresponden a crudo mejorado producido por la empresa mixta Petromonagas.

### **MEREY SWEENEY LP (MSLP)**

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de coquificación retardada de 58 MBD y una unidad de destilación de crudo al vacío de 110 MBD, integradas dentro de una Refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación, cada parte posee 50% de participación. ConocoPhillips ha entrado en acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny, con crudo pesado ácido; este negocio comprende el suministro de 175 a 190 MBD de crudo merey de 16 °API desde la República Bolivariana de Venezuela. La duración del contrato es por 20 años y se vende a precio de mercado paridad Maya. Los ingresos de la empresa mixta Sweeny consisten en los honorarios pagados por ConocoPhillips a la empresa mixta bajo el acuerdo de procesamiento, más cualquier ingreso proveniente de la venta de coque a terceras partes. A partir del año 2009, Conoco Phillips Company y Sweeny Coker Investor Sub, Inc. invocaron su derecho a adquirir los intereses y obligaciones de PDV Texas, Inc y PDV Sweeny Inc. en el negocio Merey Sweeny L.P. Todas

estas acciones fueron rechazadas por parte de PDVSA. Actualmente, la participación en la Asociación de la refinería Merey Sweeny se encuentra en disputa ante la Corte Internacional de la Cámara de Comercio Internacional, por lo que no es posible dar resultados respecto a la misma, por no tener datos sobre las operaciones de la refinería Merey Sweeny. Se estima recibir el laudo arbitral para el primer semestre del 2014.

### **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 por 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 que buscaban operar con las unidades más eficientes. Actualmente Hovensa opera como un terminal de almacenaje de hidrocarburos.

## **CARIBE**

### **REFINERÍA ISLA**

La Refinería Isla, ubicada en Curazao, fue construida en el año 1915, e inició sus operaciones en 1918. En 1985, PDVSA asumió las operaciones de la refinería por medio de un contrato de arrendamiento con el gobierno

de Curazao que culmina en el año 2019. Desde entonces, PDVSA ha operado la refinería con una exitosa trayectoria de procesamiento, producción e índice de seguridad mediante las inversiones realizadas en recursos humanos y proyectos de capital.

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa petróleo venezolano liviano y pesado para la producción de Naftas, Gasolinas, Destilados, Jet, Residual, Bases Lubricantes Nafténicas y Parafínicas y Asfalto. Los productos obtenidos se suministran principalmente

al Caribe y Centroamérica, mientras que una pequeña parte se entrega a Curazao. Adicionalmente, envía y recibe algunas corrientes de intercambio con las refinerías venezolanas. La Refinería Isla cuenta con un complejo de lubricantes, que permite la elaboración de Bases Parafínicas y Nafténicas.

Durante el año 2012 se cumplió con el plan de paradas programadas, con excepción de la unidad de Hidrotratamiento de Diesel que fue desfasado para el primer trimestre del año 2013, por razones de programación. Asimismo, continúa el programa de inversión y mantenimiento que el Gobierno de Curazao inició desde diciembre del 2011 en CRU (Curacao Refinery Utilities) para mejorar el suministro de servicios y confiabilidad operacional de la refinería.

El volumen de petróleo procesado, durante el año 2012, fue de 165 MBD. Adicionalmente, se procesaron 11 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 176 MBD de productos, de los cuales 38 MBD corresponden a Gasolinas y Naftas, 58 MBD a Jet y Destilados, 60 MBD Residuales, 1 MBD Asfaltos, 3 MBD Lubricantes y 16 MBD de otros productos y especialidades, (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

Actualmente, la Refinería Isla es una unidad de negocio independiente de PDVSA. Operacionalmente mantiene intercambio de insumos y productos con el sistema de refinación nacional; por ello,

los volúmenes del sistema de refinación nacional e internacional no son aditivos.

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

El 10 de abril de 2006, se constituyó la empresa mixta PDV Cupet, S.A., con la finalidad de realizar actividades de compra, almacenamiento, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, la cual fue constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). A partir del año 2009 se convirtió en la empresa mixta Cuvenpetrol, S.A. 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.

Durante el año 2012 se procesaron 55 MBD de crudo, que fueron suministrado completamente por PDVSA, cumpliéndose por quinto año seguido el plan anual de procesamiento. Durante el mes de septiembre se llevó a cabo la parada de planta para cambio de catalizador y mantenimiento y en diciembre se realizó la parada de planta de oportunidad y mantenimiento para dar cumplimiento a la meta anual de procesamiento.

#### **PETROJAM LIMITED - REFINERÍA JAMAICA**

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 Petróleo de Jamaica (PCJ), el cual se cristaliza el 30 enero de 2008 con la constitución de empresa mixta Petrojam Ltd. (PCJ 51%, PDV Caribe 49%).

La Refinería de Jamaica está ubicada en el Puerto de Kingston y, desde 1993, ha operado de manera rentable en un mercado no regulado y competitivo. La Refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD y produce GLP, Gasolina (sin plomo 87 y 90 octanos), Jet A-1, Diesel, Residual (2,2% y 3% S) y Asfalto.

Durante el año 2012, el procesamiento promedio de crudo de la Refinería de Jamaica se ubicó en 23,8 vs. 24,5 MBD del año 2011. Del volumen de crudo procesado, 82% corresponde a crudo venezolano. El menor nivel de procesamiento en parte se debe a la parada de emergencia ocurrida entre el 20 y 22 de enero por fuga en intercambiador de alimentación al reformador y a la extensión de 4 días sobre el plan de la parada programada para cambio de catalizador de la unidad de reformación, la cual se ejecutó a principio de mayo y finalizó en el mes de Junio. Por otra parte, no se procesaron insumos, resultando un factor de utilización promedio de 68% vs. plan de 78%.

#### **REFIDOMSA - REFINERÍA DOMINICANA DE PETRÓLEOS, S.A.**

En resolución de la Junta Directiva de PDVSA, del 7 de diciembre de 2010, se acuerda instruir a PDV Caribe, S.A., para la adquisición de 49% del capital social de