



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.pdvsa.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 Venezuela¹, creada por el estado venezolano² en el año 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización). Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM)³.



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.

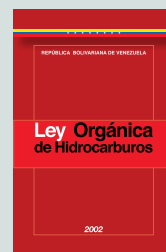


La actual Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999; así como también el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 2 de noviembre de 2001, el cual fue modificado con el Decreto de Reforma Parcial 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 ²
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

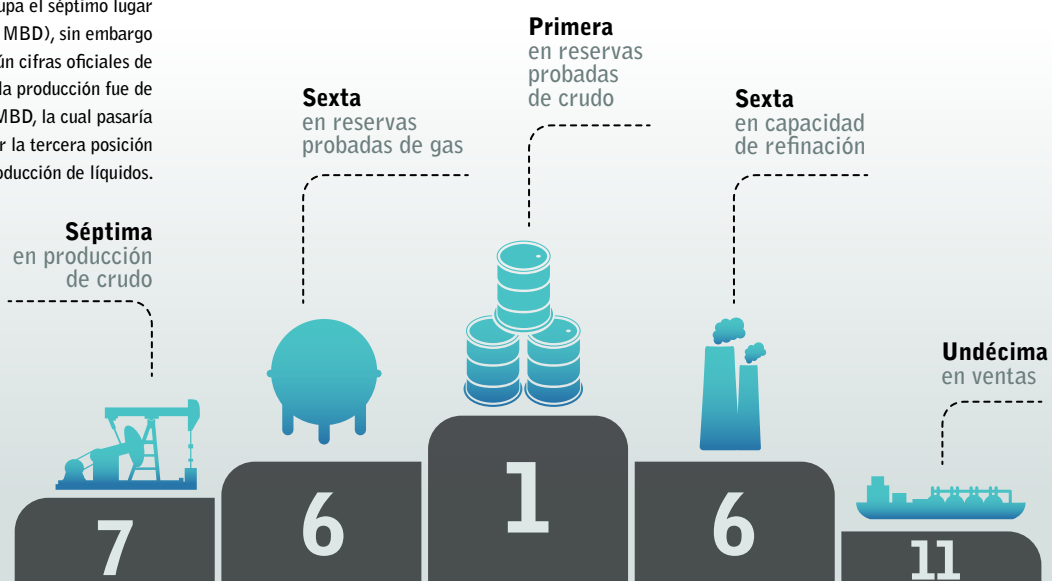
POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS

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
5	PDVSA	Venezuela	7	1	22	6	6	11
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.

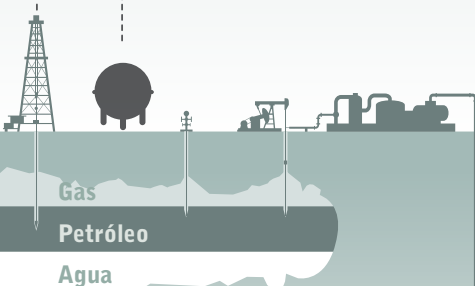
INFOGRAFÍA | UBICACIÓN DE LAS OPERACIONES AGUAS ARRIBA Y AGUAS ABAJO DE CRUDO Y GAS EN VENEZUELA

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.

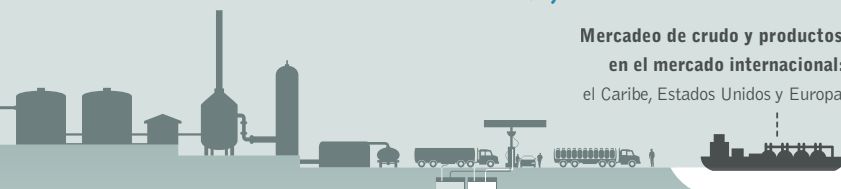


Transporte y mercadeo de LGN y gas metano.

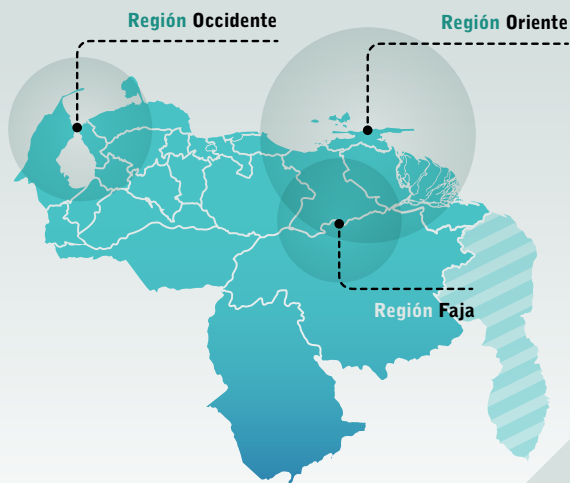
En el año 2007, el Ejecutivo Nacional dio inicio a la Revolución Gasífera, con la finalidad de ejecutar proyectos para mejorar la calidad de vida de la población venezolana, asegurando el abastecimiento de gas al mercado interno, en especial a los sectores eléctrico, petroquímico, siderúrgico y petrolero.



Gas y productos derivados del crudo presentes en todo el país



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



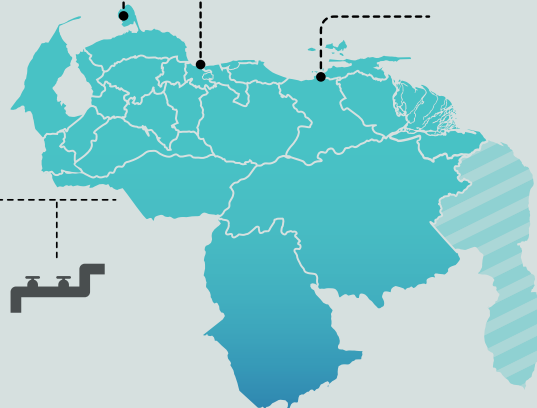
PROCESO DE LAS OPERACIONES AGUAS ABAJO

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

Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

El Palito

Puerto La Cruz



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.

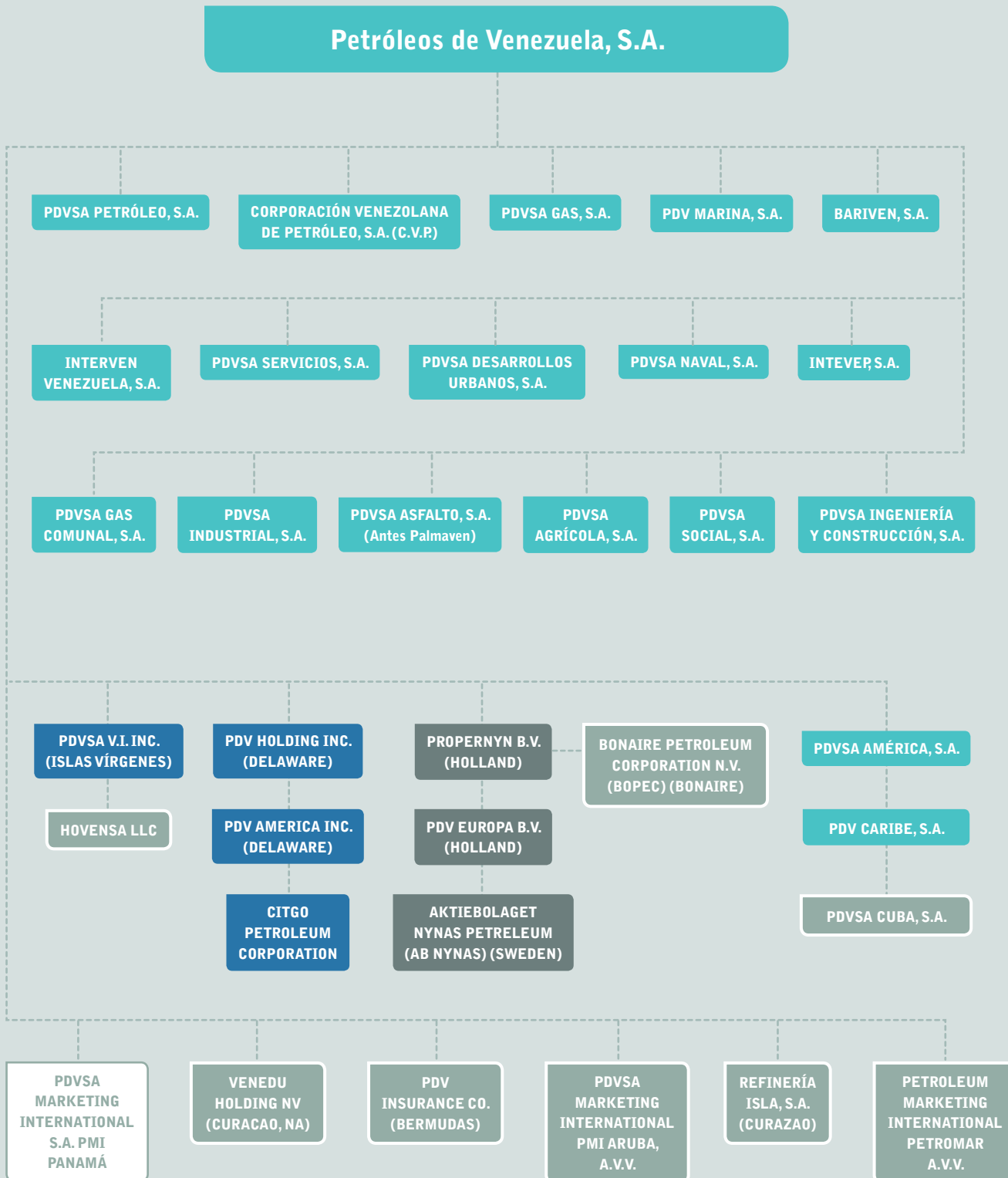
Con respecto a las filiales internacionales, en los Estados Unidos, PDVSA conduce sus operaciones de refinación de crudo y mercadeo de productos refinados y Petroquímicos a través de su filial PDVSA Holding Citgo con sede en Houston, Texas. PDVSA también posee indirectamente 50% de Hovensa por medio 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.

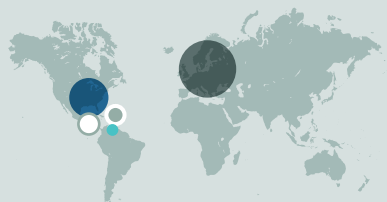
Como parte de sus operaciones en el Caribe, PDVSA cuenta con participación en la refinería Camilo Cienfuegos, a través de PDVSA Cuba, S.A., la cual posee indirectamente una participación accionaria de 49% por medio de una empresa mixta conformada con Comercial Cupet, S.A. y en la refinería Jamaica a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

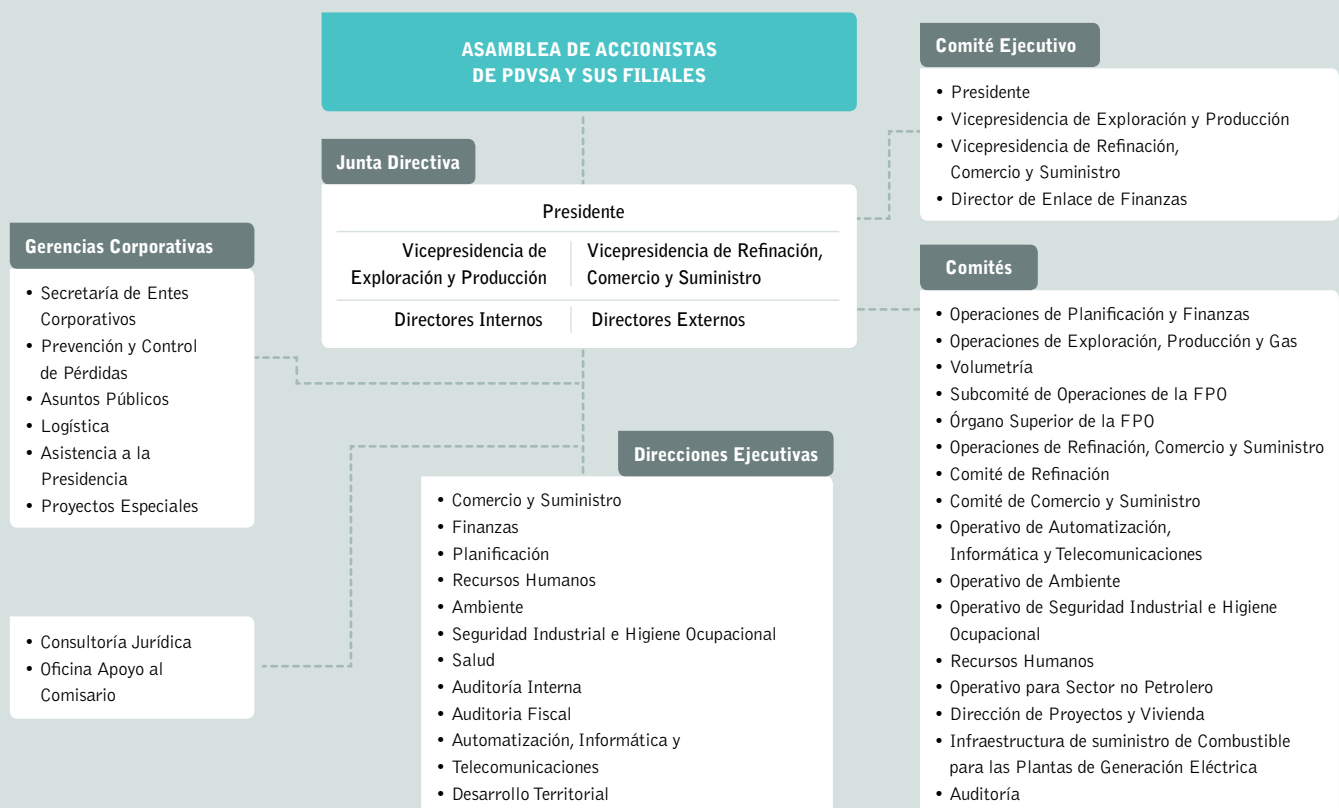


GOBIERNO CORPORATIVO



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

2009	Designado como Viceministro de Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.
2007	Designado Vicepresidente de Refinación, Comercio y Suministro, ratificado en el año 2011.
2005	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).
2004	Fue designado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro de PDVSA.
2003	Fue designado Gerente General de la Refinería El Palito y en agosto nombrado Director Ejecutivo de Recursos Humanos de PDVSA.
2002	Nombrado Asistente a la Junta Directiva de BITOR.
2001	Asignado a la empresa Bitúmenes del Orinoco, S.A. (BITOR) como Gerente de Recursos Humanos.
2000	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.
1994	Liderizó el equipo de Estudio Integral de la Organización de la Refinería El Palito.
1993	Superintendente de Ingeniería de Procesos.
1990	Liderizó el Proyecto de Expansión de las Unidades de Crudo y Vacío de la Refinería el Palito de realizar una especialización en procesos.
1979	Ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito.



EULOGIO DEL PINO

VICEPRESIDENTE

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

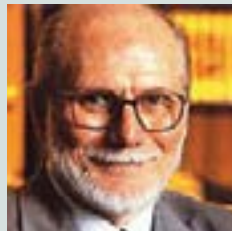
DIRECTOR INTERNO

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.

En 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.

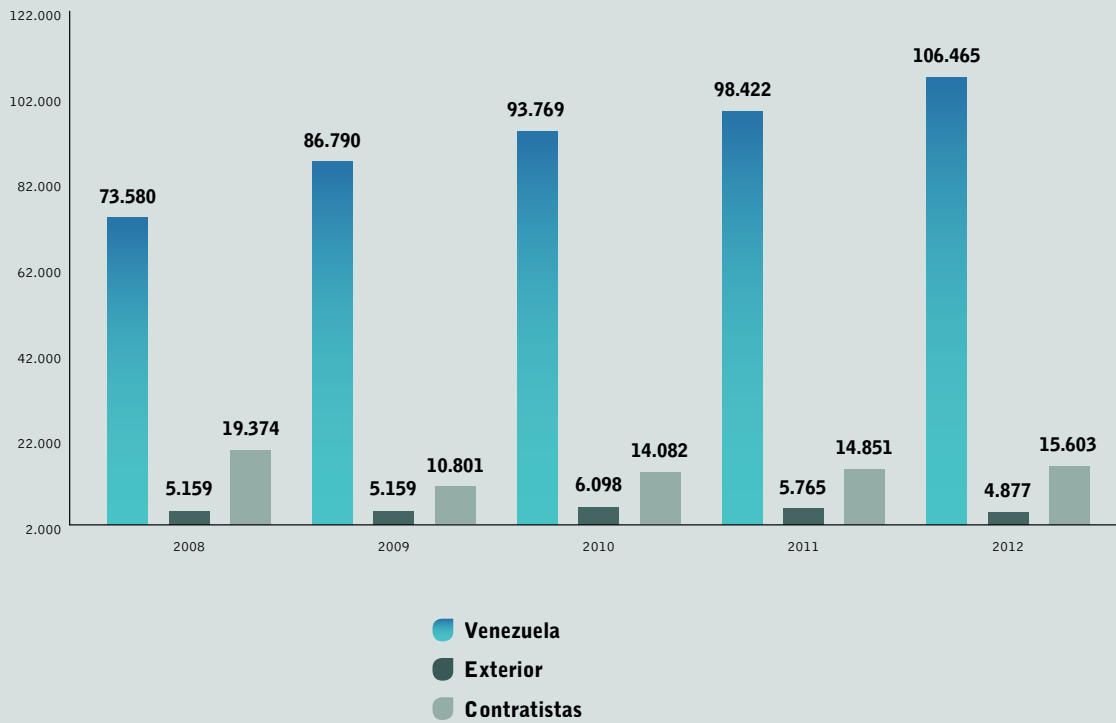
En el año 2012, ingresaron a PDVSA un total de 10.189 nuevos trabajadores, los cuales responden a la puesta en marcha del Plan Acelerado de Producción, a la continuidad de los proyectos de expansión y adecuación de la infraestructura en el Sistema de Refinación nacional y a los proyectos para el desarrollo 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



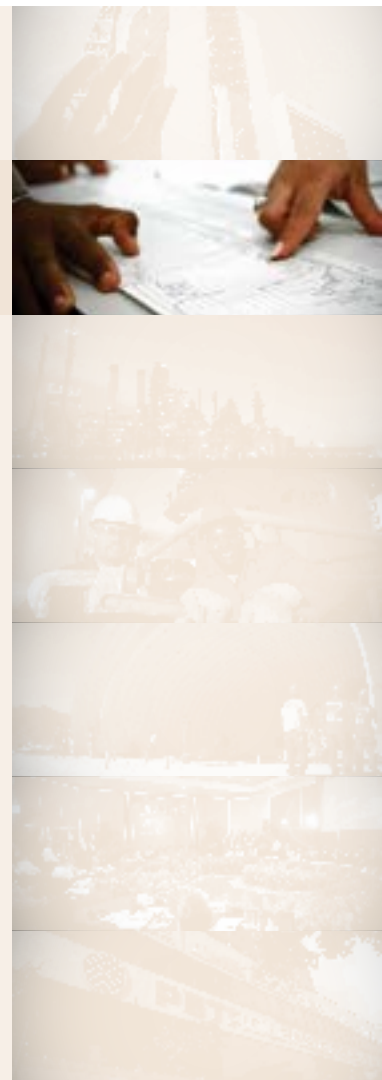
COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS ▶

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
24.579	TOTAL	25.321	32.705	35.798	40.053	41.524	40.867	40.718	256.986

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



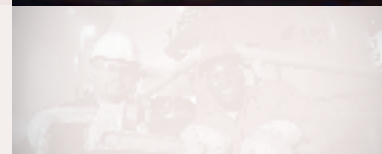
COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS ▶

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

¹ Desarrolladas y no desarrolladas.

² 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.

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

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

⁵ 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
Reservas Probadas					
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 ¹	257.136	257.384	256.228	170.265	131.611
Total crudo	297.735	297.571	296.501	211.173	172.323
Relación de Reservas/Producción (Años)					
	279	273	274	192	144
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
Total hidrocarburos en MMBpe	331.599	331.232	330.138	242.014	202.670
Reservas Probadas Desarrolladas					
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
Total Crudo	12.975	13.652	14.248	15.054	16.298
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
Total hidrocarburos en MMBpe	19.759	20.069	20.504	21.378	22.967
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Crudo	4%	5%	5%	7%	9%
Gas natural	20%	19%	19%	21%	22%

¹ 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
Total			31,11	237,66	33,24	288,10	64,35	525,76

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 ²	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
Total	8.045	40.001							

Actividad Operacional de Geofísica. En el año 2012 se adquirieron 920 km² 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 km²), Róbalo 10L 3D (465 km²), en Occidente, cuentan con un porcentaje de avance de 91% cada uno. El proyecto Dragón Norte 08G 3D (2.771 km²), 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	-
Total Pozos Exploratorios	9	6	4	5	5
Pozos de Arrastre	4	1	1	3	3
Pozos de Desarrollo Perforados ¹	469	402	368	495	604

¹ 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 ¹	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
Producción Nación	3.034	3.129	3.122	3.170	3.422

¹ 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
Producción de Crudo (MBD)					
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
Total Crudo	2.910	2.991	2.975	3.012	3.235
Líquidos del Gas Natural	124	138	147	158	162
Total Crudo y LGN	3.034	3.129	3.122	3.170	3.397
Gas Natural (MMPCD)					
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
Total Hidrocarburos en Bpe	3.802	3.860	3.812	3.892	4.056
Producción de Crudo de PDVSA por Cuenca					
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
Total Crudo	2.910	2.991	2.975	3.012	3.235
Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	796	787	849	931	945
Barinas-Apure	7	35	40	4	46
Oriental	6524	6.303	6.072	6.055	5.913
Total Gas	7.327	7.125	6.961	6.990	6.904
Precio Cesta Exportación (US\$/Bl) ¹	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
Costos de Producción (US\$/Bpe) ²					
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

¹ Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas de PDVSA.

² 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 Güiría 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 Güiría (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.

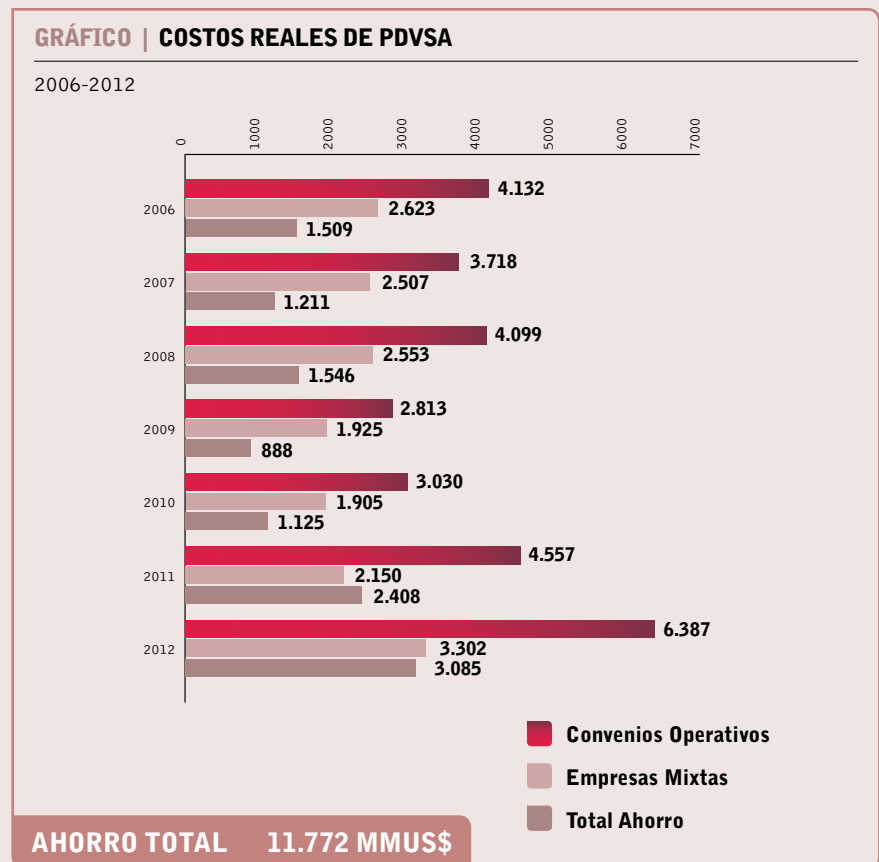
Otro de los aspectos positivos que trajo consigo la nacionalización fue que se dejó atrás la vieja tesis de que el crudo de la FPO era bitumen, puesto que hoy día se desarrollan procesos de mejoramiento que han convertido a este crudo en uno de tipo liviano, visto y comercializado de manera muy atractiva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



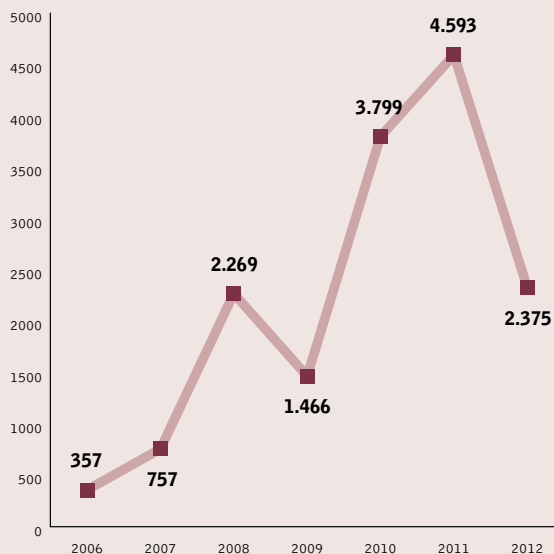
PARTICIPACIÓN FISCAL DE LAS EMPRESAS MIXTAS PROVENIENTES DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS

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.

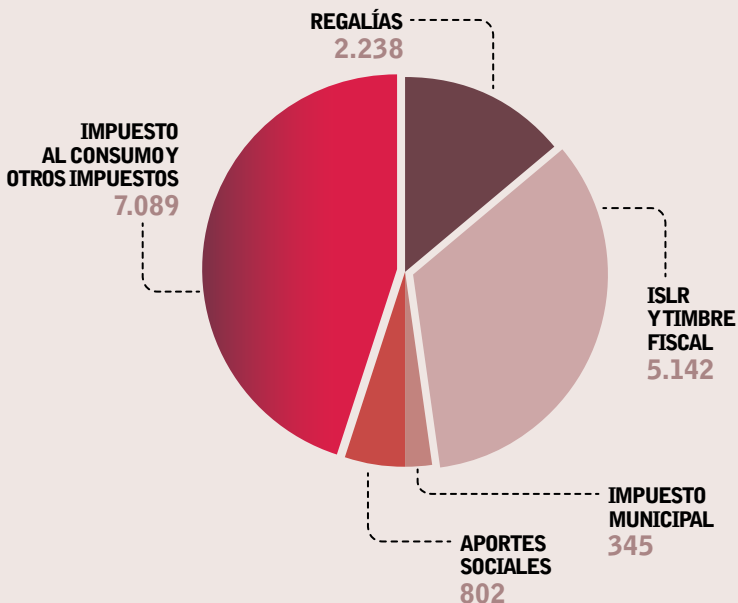
A continuación el gráfico con el detalle de la distribución de la participación fiscal:

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

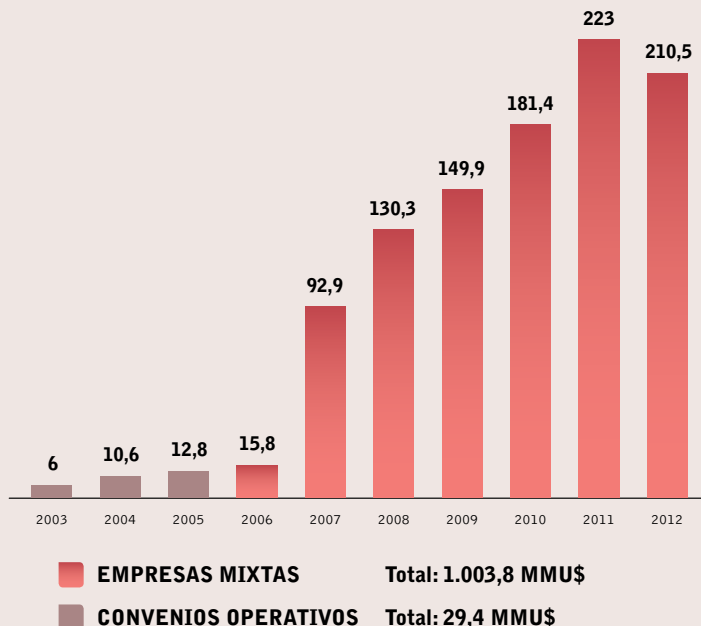
por el Ejecutivo Nacional y se destinará a los proyectos de desarrollo endógeno establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, y b) 1,11% para los municipios donde se realizan actividades petroleras en el país, distribuidos en 30% para los municipios donde se desarrollen 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"> • Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Fueron analizadas y discutidas en la Asamblea Nacional, Institución que les dio el visto bueno antes de entrar en vigencia.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización. 		<ul style="list-style-type: none"> • <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>
<ul style="list-style-type: none"> • Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y, el pueblo venezolano. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • En los Convenios de 1ra. y 2da. Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de crudo. 		<ul style="list-style-type: none"> • <i>Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.</i>

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.

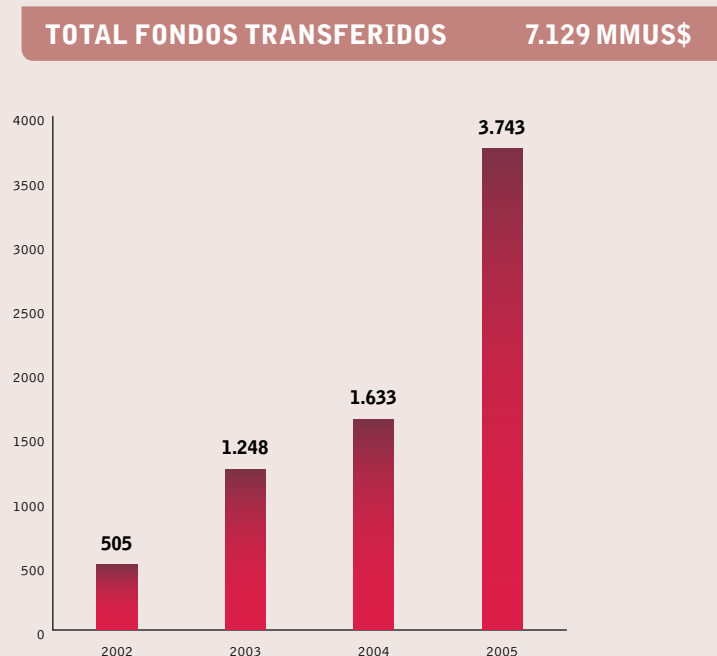
Otro de los impactos negativos que trajo consigo la creación de estos negocios fue el incumplimiento de los términos de los contratos respecto a las áreas asignadas para la explotación y producción de crudo; ya que en algunos casos se ocupaba el doble de los terrenos de explotación sin autorización previa, 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

Simulación Ex-Asociaciones Estratégicas de la FPO	2012	2011	2010	2009	2008	Total Acumulado
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
Total	8.783	8.087	4.137	2.675	6.232	29.914
Flujo de Caja	1.473	867	878	657	1.046	4.921
Total Efecto Total Nación Ex-Asociaciones	10.256	8.954	5.015	3.332	7.278	34.835

Real Empresas Mixtas	2012	2011	2010	2009	2008	Total Acumulado
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
Total	8.643	9.098	5.770	3.287	6.857	33.655
Flujo De Caja	2.499	590	1.015	730	1.614	6.448
Total Efecto Total Nación Empresas Mixtas	11.142	9.688	6.785	4.017	8.471	40.103
Variación / Efecto Total Nación	886	734	1.770	684	1.193	5.268

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

Convenios Asociaciones Estratégicas	Vs	Empresas Mixtas
<ul style="list-style-type: none"> Eran Sociedades Anónimas donde el Estado tenía participación minoritaria. 		<ul style="list-style-type: none"> Son Sociedades anónimas, teniendo una participación mayor a 60% en promedio.
<ul style="list-style-type: none"> 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. 		<ul style="list-style-type: none"> 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.
<ul style="list-style-type: none"> 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. 		<ul style="list-style-type: none"> 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.
<ul style="list-style-type: none"> Cada asociación poseía autonomía en el presupuesto anual de Capital expenditures (Capex) y Operational expenditures (Opex). 		<ul style="list-style-type: none"> El presupuesto anual es aprobado directamente por CVP como máximo accionista (Capex y Opex).
<ul style="list-style-type: none"> No estaban en línea con los planes de desarrollo de la nación. 		<ul style="list-style-type: none"> 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.
<ul style="list-style-type: none"> El pago del ISLR era asignado a los participantes. 		<ul style="list-style-type: none"> La empresa se encarga de cancelar el ISLR por parte de los accionistas.
<ul style="list-style-type: none"> Las políticas contables eran ajustadas por los participantes como: cálculo de la depreciación y presentación de los activos fijos, inventarios, ISLR. 		<ul style="list-style-type: none"> Las políticas contables se llevan en base a las políticas y normativas de PDVSA.
<ul style="list-style-type: none"> Los costos de mano de obra administrativa eran absorbidos por las operadoras. 		<ul style="list-style-type: none"> Los costos de mano de obra administrativa son absorbidos totalmente por PDVSA, realizando el respectivo recobro por medio de CVP.
<ul style="list-style-type: none"> Los costos de los activos fijos eran registrados a costos históricos. 		<ul style="list-style-type: none"> Los costos de los activos fijos inicialmente fueron registrados a costos mas la prima.

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.

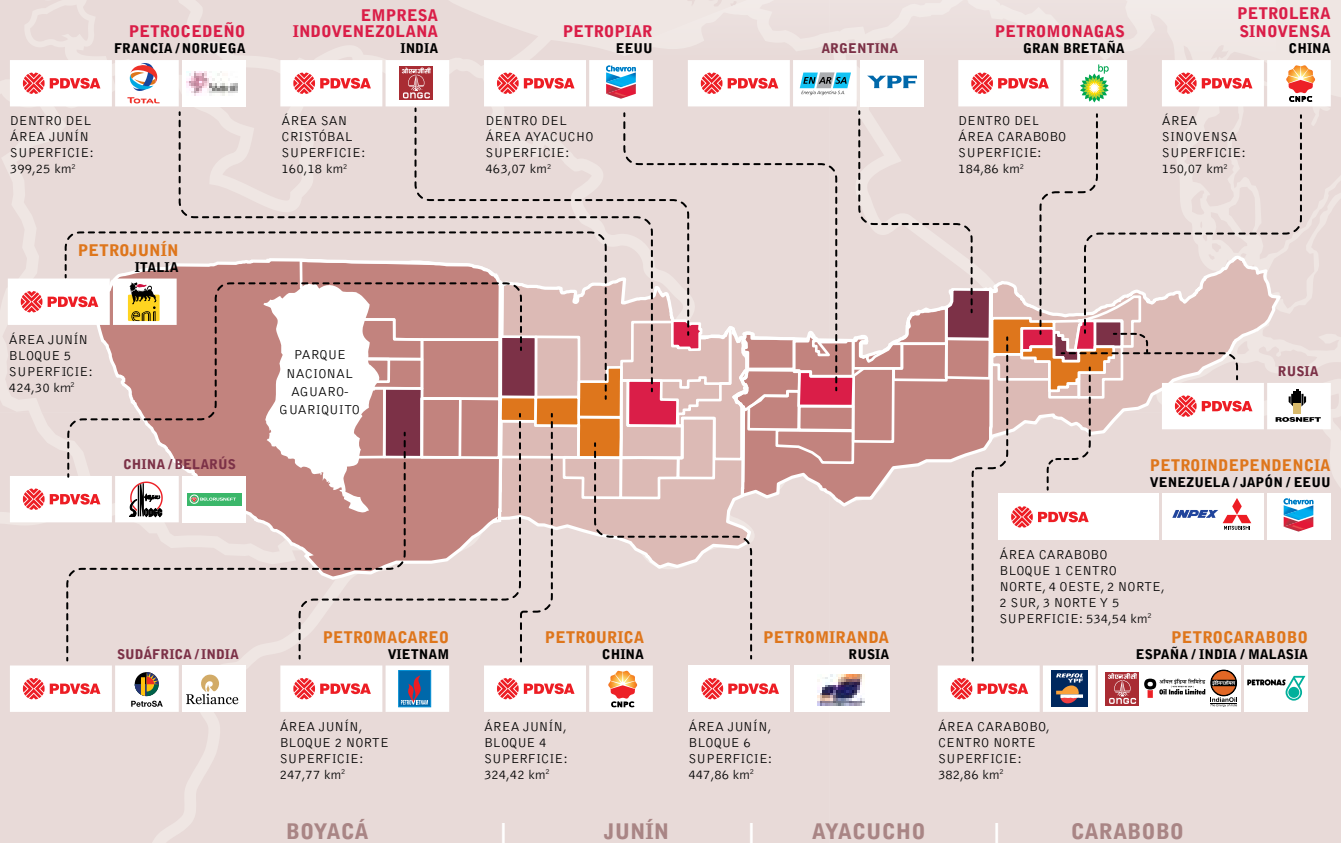
NUEVOS NEGOCIOS DE FPO Y EN CAMPOS MADUROS

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 Petroudandeta, 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	Hocol	Francia
				3,10	Ehcopek	Venezuela
				1,55	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 INEMAKA	EE.UU. Venezuela
	BARIPETROL, S.A.	09/08/06	60,00	17,50	Suizum	Portugal
				5,00	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	PETROBRAS	Brasil
				4,00	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
DIVISIÓN JUNÍN	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
DIVISIÓN CARABOBO	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	
DIVISIÓN AYACUCHO	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	
DIVISIÓN BOYACÁ	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	Carabobo 2 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.
	Junín 1 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	Junín 1 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.
	Ayacucho 3 y 8 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.
	Ayacucho 6 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	Ayacucho 6 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.
	Boyaca 1 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.
	Boyacá 4 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.

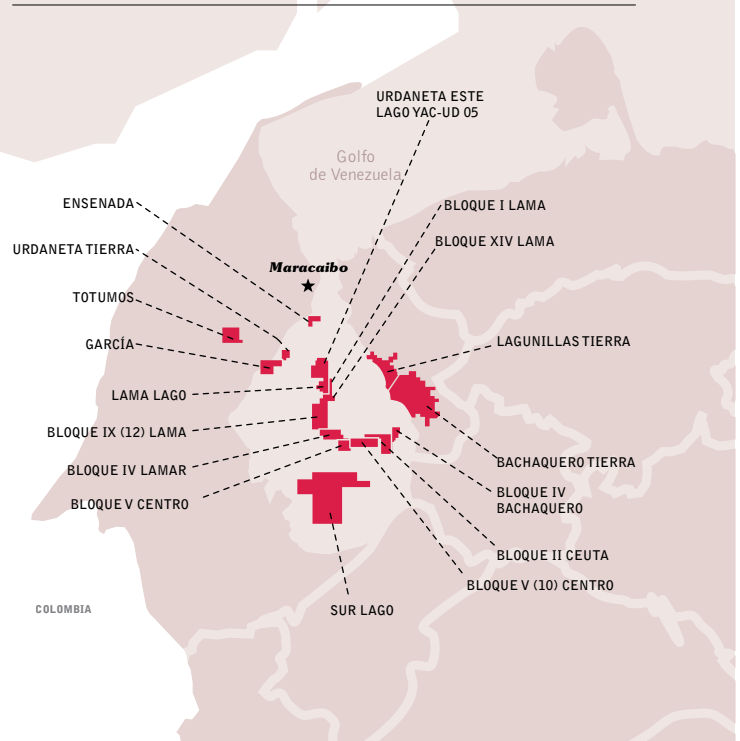
CAMPOS MADUROS

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
PDVSA - ECOPETROL 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
PDVSA - PLUSPETROL Y ENARSA 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>
PDVSA - ANCAP 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>
PDVSA - PETROSA 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>PDVSA-PETROPARS IRÁN</p> <p>PETROECUADOR ECUADOR</p>	<i>Dobokubi</i>	<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>PDVSA-SINOPEC 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>PDVSA - YPF 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 Guadalupe 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 Guadalupe 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>

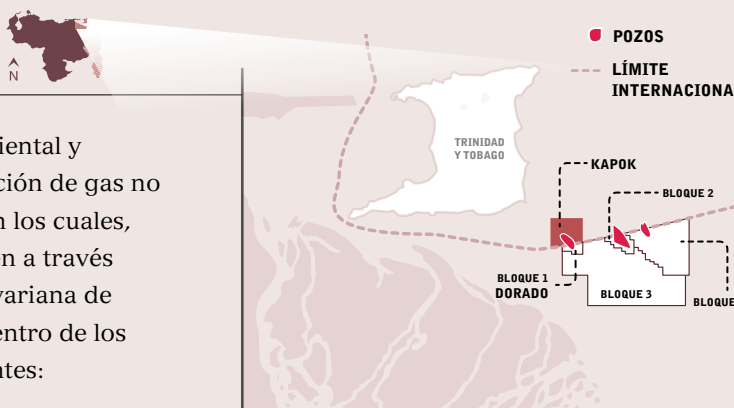


PROYECTOS DE GAS COSTA AFUERA

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

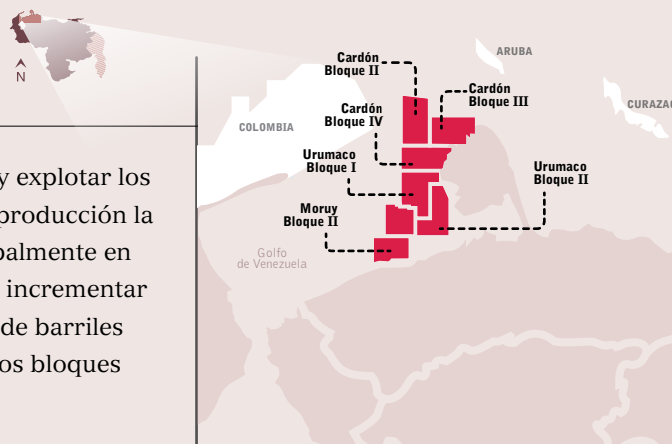
Está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km², en los cuales, existen reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre la República Bolivariana 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
BLOQUE 1. 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.
BLOQUE 2. 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"> • 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. • Se culminó la ingeniería conceptual del gasoducto y se estima iniciar la ingeniería básica para el primer semestre de 2013.
BLOQUE 3. 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.
BLOQUE 4. 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
CARDÓN BLOQUE II	Licencia otorgada en junio de 2006 a PDVSA, con un programa mínimo de adquisición y procesamiento de sísmica 400 km ² / 500km.	Se continuaron los estudios del área para determinar su prospectividad. El inicio de la perforación se estima para el año 2014.
CARDÓN BLOQUE III	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.
CARDÓN BLOQUE IV	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 ² y está asignado a las empresas Eni y Repsol para desarrollar un programa mínimo exploratorio que comprende la adquisición de 693 km ² de sísmica 3D y la perforación de dos pozos exploratorios.	<ul style="list-style-type: none"> • 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. • 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).
MORUY BLOQUE II	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.
URUMACO BLOQUE I	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.
URUMACO BLOQUE II	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.

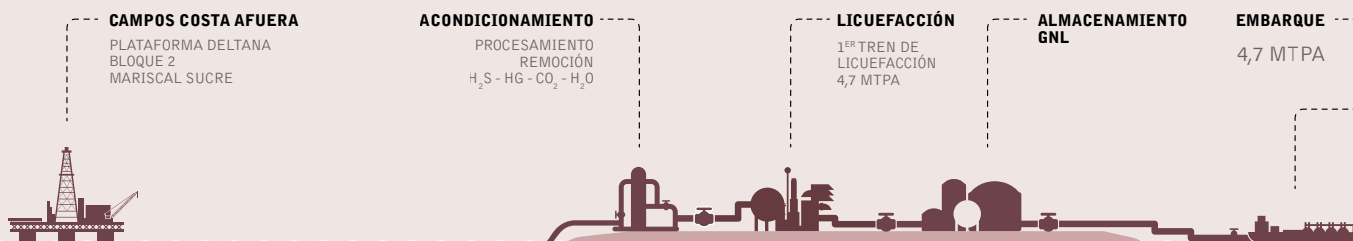
PROYECTO GAS NATURAL LICUADO (GNL)

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"> Inicio del estudio oceanográfico del proyecto en el mes de junio lográndose instalar mareógrafo en Güiria. Ejecución del proceso de contratación para la realización de la ingeniería conceptual que ahora incluye el acondicionamiento del gas dentro de la planta de | <p>GNL y la ingeniería básica de las instalaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 | <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
PDVSA Gas		874
	Anaco	793
	San Tomé	50
	Sipororo	31
Licencias		345
	Gas Guárico	63
	Quiriquire Gas	182
	Ypergas	99
Empresas Mixtas		826
PDVSA Petróleo		5.281
Total Producción Nación		7.327
Compras Chevron y Ecopetrol		187
Total Disponible		7.514



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

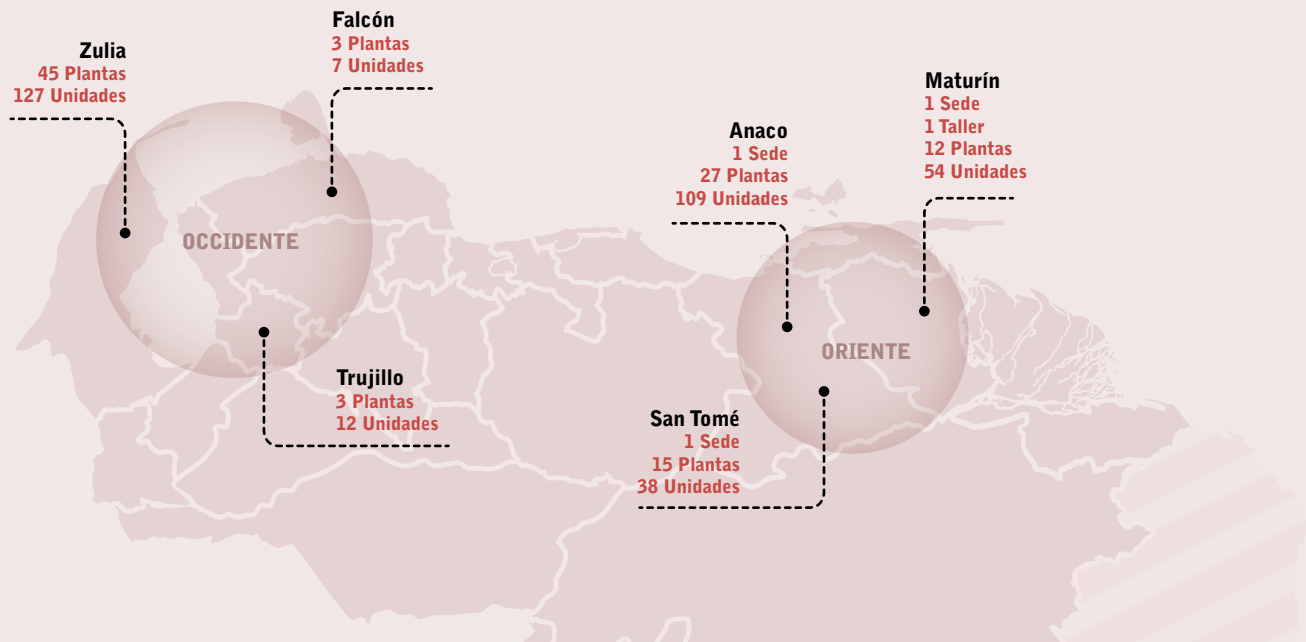
Con la promulgación de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, el Ejecutivo Nacional delegó en PDVSA la nacionalización de los servicios de compresión alquilada de gas a nivel nacional; a su vez PDVSA delegó en la filial PDVSA Gas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



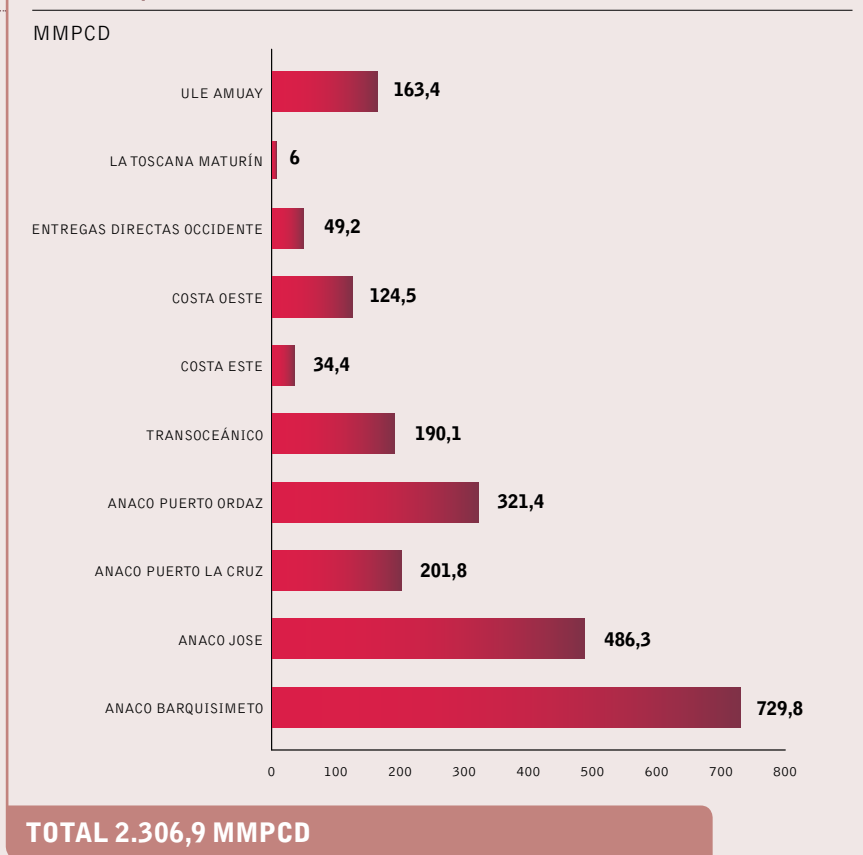
Negocios PDVSA	Plantas	Máquinas	MWh	Servicios
PDVSA Gas	39	136	-	
EyP Oriente	9	31	-	• Mercado interno
EyP Faja	1	9	-	• Inyección de gas
Empresas Mixtas	4	16	11	• Generación eléctrica
Licencia de Gas	1	9	-	• Levantamiento artificial
Sub-Total Oriente	54	201	11	• Volumen manejado
EyP Occidente	41	109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

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	%
Mercado Interno	1.786	79,6%
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%
Petroquímico	428	19,1%
Petrolero	459	20,4%
Total	2.245	100,0%

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

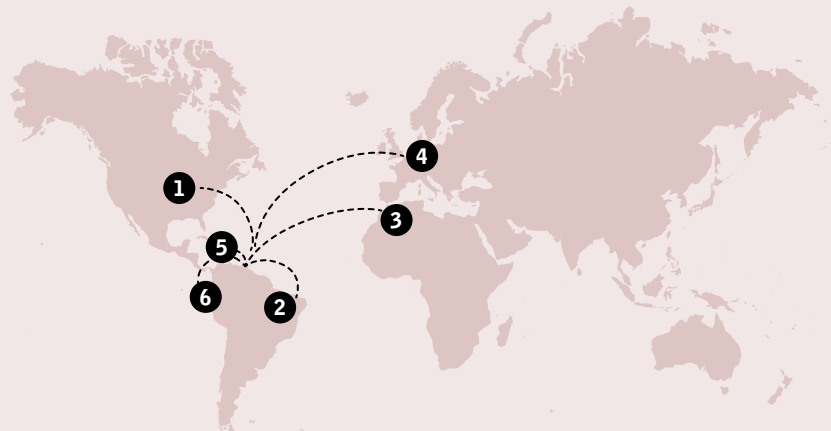
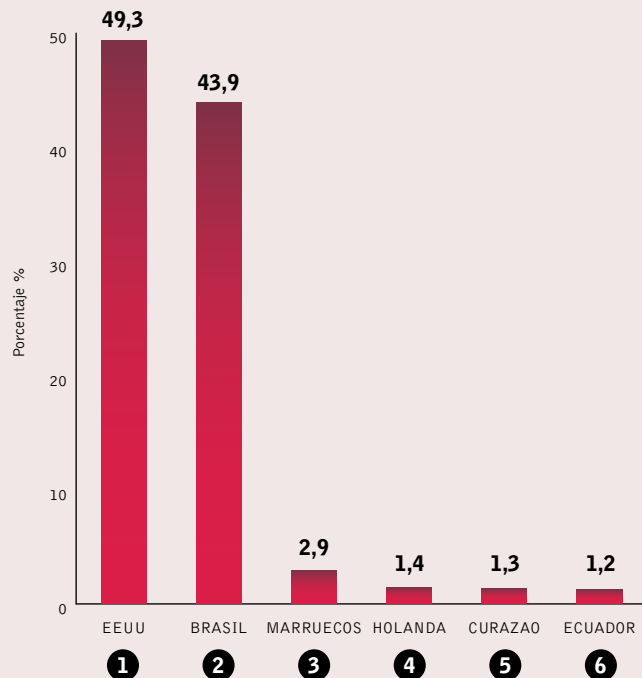
Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Cumaná, Barcelona, Barinas, Cagua, Maracaibo, Maturín y La Vela de Coro.

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
PROYECTO GAS ANACO (PGA)	<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"> • Puesta en marcha de los trenes de baja y alta TB-1 y TA-1. • 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". • Culminada la obra "Vialidad de Acceso a Pozos Planta de Agua Santa Rosa II". • Ejecución de ingenierías complementarias obras civiles área del Flare, Sistema contra Incendio, DTI Compresión, AIT, Integración de Automatización, Línea de 13.8 kV
PROYECTO GAS SAN TOMÉ	<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"> • Culminada la Ingeniería de Detalle de la Planta Compresora Boca II. • Completado traslado de equipos mayores desde Bolipuerto, en Guanta, hasta la planta compresora Güere para su instalación. • Alcanzado 80% de avance en vialidad interna de la planta compresora y 85% en vialidad externa.
PROYECTO IV TREN SAN JOAQUÍN	<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"> • Completado el 63% de avance en construcción de vialidad de acceso a la planta de Extracción San Joaquín. • Culminadas las obras civiles, y las obras electromecánicas de la instalación temprana del Turbogenerador, en cumplimiento con la autosuficiencia energética de la planta. • 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.
PIRITAL I	<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>
AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE FRACCIONAMIENTO JOSE (ACFJ)	<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>PLANTA DE EXTRACCIÓN PROFUNDA SOTO</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"> • Culminados los trabajos de las Obras Civiles de la Subestación Eléctrica Soto Norte. • Reactivación de trabajos de implantación de la línea eléctrica de 69 kV Tramo 1 (Soto Norte – Mapiri). • Ejecución de ingeniería de las edificaciones del Módulo: Clínica, comedor, estación de bomberos, sala de control y cuarto de telecomunicaciones.
<p>MANEJO Y DISPOSICIÓN DE CO₂</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 CO₂ 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 (CO₂).</p>	<p>Alcanzó un avance acumulado de 4%. Las actividades que apalancaron el avance fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizadas pruebas de caracterización de fluidos, hinchamiento con CO₂ y vaporización a muestras tomadas en pozo MVR 118L del Campo Zapatos – Mata R. • Culminadas medidas geoquímicas en el Campo Zapatos - Mata R.
<p>GASODUCTO NOR-ORIENTAL G/J JOSÉ FRANCISCO BERMÚDEZ (SINORGAS)</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"> • Ejecutadas pruebas hidrostáticas a las estaciones de válvulas Santa Fe, Mochima y Cumaná; • Ejecutadas obras de mitigación ambiental a lo largo del corredor de tuberías. • Ejecutados 110,9 Km de replanteo topográfico • Ejecutados 128,3 Km de regado de tubería
<p>AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE BAJO GRANDE ULÉ AMUAY</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"> • Culminación de la Ingeniería del Proyecto. • En construcción la adecuación de la estación terminal km 217 • Adecuación de la estación de Seccionamiento km 215 y Tendido de Tubería de 26" • Avance en la construcción de la Estación Terminal Bajo Grande (ETBG).
<p>INTERCONEXIÓN CENTRO-OCCIDENTE (ICO) TRAMO ULÉ -AMUAY</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"> • Se encuentra en fase de implantación y alcanzó un avance acumulado de 88%. Las actividades y logros alcanzados se describen a continuación: • Culminada la ingeniería de detalle del proyecto. • Continuación de trabajos para completación mecánica y arranque de trenes de compresión de la Planta Compresora Altagracia.

PROYECTOS DE PDVSA GAS

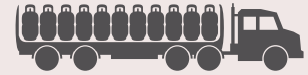


Proyecto	Objetivo	Situación Actual
GASIFICACIÓN NACIONAL	Gasificar las zonas pobladas de la República Bolivariana de Venezuela, a través de la instalación de redes de distribución de Gas Metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios, en los sectores doméstico y comercial, con la visión de 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"> 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. 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. En proceso de conformación la Empresa Nacional de Gasificación de Ciudades, S.A.

PROYECTOS DE AMPLIACIÓN SISTEMA DE TRANSPORTE

Proyecto	Objetivo	Situación Actual
ANACO – PLC (FASE I y II)		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
ANACO - PTO. ORDAZ (GASODUCTO EPA SOTO)	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"> Puesta en marcha de los 29 km de gasoducto de 36". Construcción de estación de regulación primaria y conexión al pulmón de 48". Prueba hidrostática de las estaciones Epa y Soto, arranque y puesta en marcha del gasoducto, instalación de Spools y válvulas en la estación Epa.
GASODUCTO TRAMO WEST LEJOS - MORICHAL – MAMO		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.)
ANACO – BARQUISIMETO		<p>Presentó ejecución física acumulada de 32,25%. Destacando como logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. Culminadas las actividades mecánicas en los 13 kms de tubería del Proyecto Restitución de Capacidad Altagracia-Arichuna y en Ejecución actividades de instrumentación en las estaciones N10 y N50.

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.

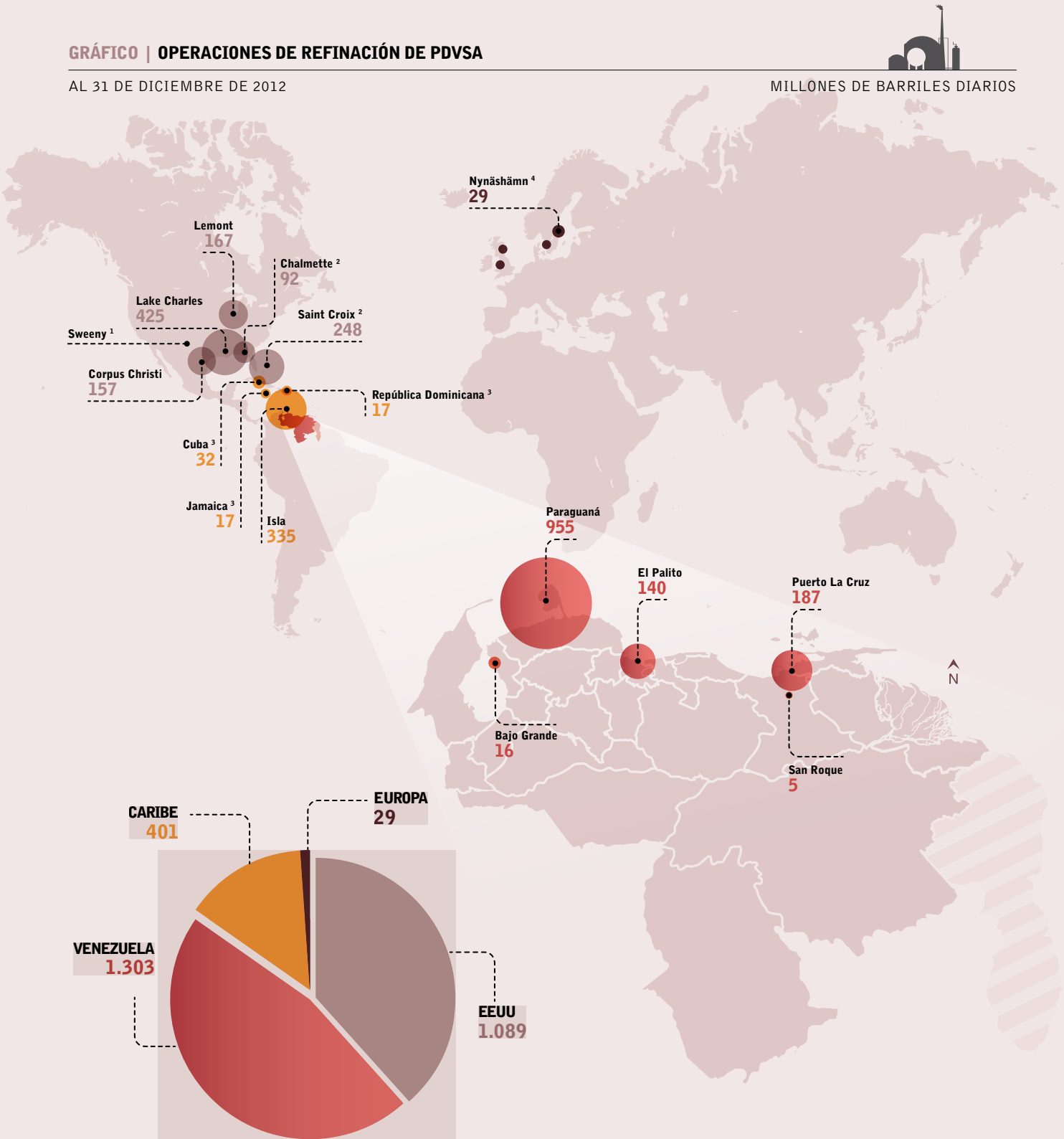
CAPACIDAD DE REFINACIÓN

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

¹ Participación en unidades de vacío y coquificación
² 50% de participación
³ 49% de participación
⁴ 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)	(MBD)
Venezuela				
CRP, Falcón	PDVSA	100	955	955
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	187	187
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	16	16
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
Sub-Total Venezuela			1.303	1.303
Caribe				
Isla ¹	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos	CUVENPETROL ²	49	65	32
Jamaica	PETROJAM ³	49	35	17
Haina, República Dominicana	Refidomsa PDVSA ⁴	49	34	17
Total Caribe			469	401
Estados Unidos				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Chalmette, Louisiana	CHALMETTE ⁵	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	HOVENSA ⁶	50	495	248
Total Estados Unidos			1.428	1.089
Europa				
Nynäshamn, Suecia	NYNAS ⁷	50	29	15
Gothenburg, Suecia	NYNAS ⁷	50	11	5
Dundee, Escocia	NYNAS ⁷	50	9	4
Eastham, Inglaterra	NYNAS ⁷	25	18	5
Total Europa			67	29
Total Mundial			3.267	2.822

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

² Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.

³ Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ).

⁴ Una empresa mixta con Refidomsa.

⁵ Una empresa mixta con ExxonMobil Co.

⁶ Una empresa mixta con Hess Co.

⁷ 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

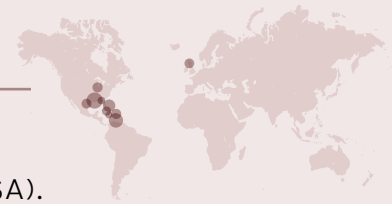


de una planta de destilación atmosférica y una al vacío, para procesar petróleo pesado; una planta de hidrotratamiento de Naftas y una de reformación catalítica (CCR), para obtener Nafta reformada, que alimentará al complejo de aromáticos y a las mezclas de Gasolina; la instalación de una planta de hidrotratamiento 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 hidrotratadora 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 hidrotratamiento de nafta catalítica (CGH), en el reformador B, en la hidrotratadora 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 hidrotratamiento 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

REFIDOMSA y autorizar la constitución de la empresa mixta Refinería Dominicana de Petróleo PDV, S.A. (REFIDOMSA PDV, S.A.) con participación accionaria de 51% por el Gobierno Dominicano y 49% por PDV Caribe, S.A.

La Refinería Dominicana de Petróleo está ubicada en el Puerto de Haina, República Dominicana. REFIDOMSA suple aproximadamente 70% del mercado local dominicano de combustibles, lo que representa entre 100 MBD a 104 MBD. REFIDOMSA opera como empresa refinadora y como terminal de importación. La Refinería tiene una capacidad de procesamiento

de 34 MBD y es alimentada con crudos venezolanos y en menor proporción crudos mexicanos. Está constituida por cuatro unidades de procesos principales: Destilación Atmosférica, Hidrotratamiento, Reformación Catalítica y Tratamiento de GLP en las cuales el crudo procesado es convertido en GLP, Gasolina, Diesel, Jet A1 y Residual. El resto del volumen de productos requerido para cubrir la demanda que maneja REFIDOMSA es importado de Venezuela y Colombia.

En el año 2012, REFIDOMSA procesó 24,6 MBD de crudo vs. 26,3 MBD del año 2011 y del cual cerca de 59% fue crudo

venezolano. La disminución en el procesamiento de crudo se debe principalmente a la parada no programada de la Refinería durante los meses de noviembre y diciembre para limpieza y eliminación de obstrucciones en la torre Texas (intercambiador vertical precalentador de Nafta Pesada + gas de reciclaje de la Unidad de Reformación Catalítica). Adicionalmente, fue regenerado el catalizador R-55 de la Unidad de Reformación Catalítica y se realizó mantenimiento general en equipos rotativos y estáticos. El factor de utilización promedio fue de 70% vs. plan de 89%.

EUROPA

NYNAS AB

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

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

materia prima particularmente apropiada para ambos productos.

Para el cierre del año 2012, el procesamiento de crudo en las refinerías de Nynäs se ubicó en 55,7 MBD vs. 56,6 MBD del año 2011. De ese volumen, 40,1 MBD (72,0%) fue crudo venezolano y 15,6 MBD (28,0%) fue de compras a terceros. No se procesaron insumos adicionales, resultando un factor de utilización promedio de 83% vs. plan de 67%.

En Nynas se realizaron los mantenimientos programados en las Refinerías de Dundee y Gothenburg en el primer trimestre del año.



TABLA | BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL

	2012		2011		2010	
	MBD		MBD		MBD	
Capacidad Total de Refinación	3.267		3.267		4.275	
Participación de PDVSA en la Capacidad	2.822		2.822		3.035	
Alimentación a Refinación						
CRUDO - SUMINISTRADO POR PDVSA						
Liviano	320	15%	446	18%	503	20%
Mediano	660	30%	643	26%	563	22%
Pesado	467	21%	467	19%	449	18%
Subtotal	1.447	66%	1.556	64%	1.515	60%
CRUDO - SUMINISTRADO POR TERCEROS						
Liviano	214	10%	243	10%	451	18%
Mediano	96	4%	171	7%	97	4%
Pesado	130	6%	204	8%	175	7%
Subtotal	440	20%	618	25%	723	29%
Otros Insumos						
Suministrados por PDVSA	173	8%	137	6%	166	7%
Suministrados por Terceros	133	6%	145	6%	149	6%
Total Transferencias ⁴	(12)		(15)		(23)	
Gasolinas / Naftas	(6)	-	(8)	-	(6)	-
Destilados	(6)	-	(6)	-	(16)	-
Lubricantes	-	-	(1)	-	(1)	-
Otros	-	-	-	-	-	-
Subtotal	294	13%	267	11%	292	12%
Alimentación Total a Refinación						
Suministrado por PDVSA ¹	1.620	74%	1.693	69%	1.681	66%
Suministrado por Terceros	573	26%	763	31%	872	34%
Transferencias	(12)		(15)		(23)	
Alimentación Total a Refinación	2.181	100%	2.441	100%	2.530	100%
Factor de Utilización ²	77%		77%		74%	
Productos Obtenidos ³						
Gasolinas / Naftas	745	-	838	-	860	-
Gasolinas / Naftas Transferida ⁴	(6)	-	(8)	-	(6)	-
Total Gasolinas/Naftas	739	34%	830	34%	854	34%
Destilados	709	-	778	-	801	-
Destilados Transferidos ⁴	(6)	-	(6)	-	(16)	-
Total Destilados	703	32%	772	32%	785	32%
Residual de bajo Azufre	101	5%	95	4%	86	3%
Residual de alto Azufre	251	12%	291	12%	279	11%
Asfalto ⁵	30	1%	24	1%	24	1%
Lubricantes	18	-	16	-	15	-
Lubricantes Transferidos ⁴	-	-	(1)	-	(1)	-
Total Lubricantes	18	1%	15	1%	14	1%
Petroquímicos	57	3%	87	4%	105	4%
Otros	283	-	320	-	387	-
Otros Transferidos ⁴	-	-	-	-	-	-
Total Otros	283	13%	320	13%	387	15%
Total Producido	2.182	100%	2.434	100%	2.534	100%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	(1)	-	7	-	(4)	-
Total Producido	2.181	100%	2.441	100%	2.530	100%

¹ PDVSA aportó 75%, 69% y 66% de los requerimientos totales de petróleo e insumos a las refineries en las que posee participación para los años 2012, 2011 y 2010, respectivamente.

² Cociente entre el petróleo total para refinación y la participación de PDVSA en capacidad de refinación.

³ La participación de PDVSA en la gama de productos.

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

⁵ A partir del año 2010, se está reportando sólo el asfalto, el coque va a otros productos.

COMERCIO Y SUMINISTRO



La tendencia al alza de los precios, durante este año, se ha debido principalmente a preocupaciones por las interrupciones en el suministro de crudo asociada a los problemas acontecidos en los países de África del Norte y situaciones de violencia en el Medio Oriente. Entre dichos conflictos se puede mencionar la interrupción de la producción de crudo en Libia, Siria, Yemen, Sudán e Irak debido a álgidos enfrentamientos armados entre grupos internos; el conjunto de sanciones que han limitado la

exportación de crudo iraní debido a los desacuerdos con Occidente sobre su Programa de Desarrollo Nuclear; y varios problemas operativos en el Mar del Norte que afectaron la producción en los meses de agosto y septiembre 2012.

En el año 2012 la cesta Venezuela siguió la tendencia del mercado, incrementándose hasta un máximo de 116,57 US\$/Bl en el mes de marzo, y luego descendiendo hasta niveles de 90,59 US\$/Bl en el

mes de junio quedando un precio promedio del año en 103,42 US\$/Bl.

La demanda de crudo en el año 2012, de acuerdo a lo publicado por OPEP en su reporte "Monthly Oil Market Report" de Diciembre 2012, se ubicó en 88,80 MMBD, es decir, un aumento de 0,76 MMBD (0,86%) con respecto a los 88,04 MMBD estimados del año 2011; para el año 2013 la OPEP estima que el crecimiento de la demanda global de crudo se ubique en 0,80 MMBD.

EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

En este entorno se continuaron materializando las estrategias generales del comercio de PDVSA:

- Suplir prioritariamente el mercado interno mediante el suministro confiable y oportuno de crudo y productos refinados.
- Lograr los mejores precios del mercado internacional

en la comercialización y venta de hidrocarburos.

- Disminuir los costos asociados al transporte, almacenamiento e infraestructura.
- Diversificar los mercados para crudo y productos con visión hacia el mercado asiático en China y dar soporte a la

integración energética con los países de Suramérica, Centroamérica y el Caribe.

- Honrar los acuerdos gubernamentales a nivel internacional suscritos para suministro, intercambio y obtención de financiamientos.

En el año 2012, las exportaciones de crudo y productos alcanzaron 2.568 MBD, lo que representa un aumento de 99 MBD (4%) con respecto al año 2011, las cuales fueron de 2.469 MBD; producto

de la mayor disponibilidad de hidrocarburos para la venta.

En la siguiente tabla se resumen las cifras de exportación de hidrocarburos totales de la Nación.

TABLA | EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS TOTALES DE LA NACIÓN

(MBD)

Exportaciones	2012	2011	2010	2009	2008
TOTAL DE CRUDO Y PRODUCTOS	2.568	2.469	2.415	2.682	2.897
Empresas Filiales	2.568	2.469	2.415	2.682	2.876
PDVSA Petróleo	2.213	2.038	2.010	2.283	2.417
PDVSA Gas	25	30	34	50	52
CVP	317	389	361	332	375
Bitor	-	-	-	5	20
Commerchamp	13	12	10	12	12
Terceros en la Faja	-	-	-	-	21
CRUDO	2.060	1.917	1.911	2.019	2.228
Empresas Filiales	2.060	1.917	1.911	2.019	2.213
PDVSA Petróleo	1.780	1.560	1.581	1.737	1.892
Liviano	358	400	388	551	548
Mediano	202	138	151	198	320
Pesado y extrapesado	1.220	1.022	1.043	988	1.024
CVP Mejorado y Pesado	280	357	329	282	321
Terceros en la Faja Crudo Mejorado	-	-	-	-	15
PRODUCTOS	508	552	504	663	669
Empresas Filiales	508	552	504	663	663
PDVSA Petróleo	433	478	429	546	525
Gasolinas y naftas	30	46	49	48	69
Destilados	43	64	63	108	104
Combustible residual fuel oil	258	268	215	297	227
Asfalto	5	1	-	1	-
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	57	66	59	59	64
Otros	40	32	43	33	61
PDVSA Gas LGN y Gasolina Natural	25	30	33	50	52
CVP Coque y Azufre	37	32	31	50	54
Bitor Fuel Oil	-	-	-	5	20
Commerchamp	13	12	10	12	12
Combustible residual fuel oil	4	3	2	4	3
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	9	9	8	8	9
Terceros en la Faja Coque y azufre	-	-	-	-	6

Las exportaciones totales consolidadas (2.568 MBD) por destino de crudo y productos fueron colocadas en los siguientes destinos: 1.002 MBD (39%) fueron vendidos a los países de Norteamérica; 924 MBD (36%) al Asia; 355 MBD (14%) al Caribe; 156 MBD (6%) a Europa; 73 MBD (3%) a Suramérica; 24 MBD (1%) a Centroamérica; y 34 MBD (1%) al África y otros destinos.

Las exportaciones de crudo (2.060 MBD) fueron dirigidas principalmente a los siguientes

mercados: 934 MBD (45%) a Norteamérica; 658 MBD (32%) al Asia; 315 MBD (15%) al Caribe; 120 MBD (6%) a Europa; 22 MBD (1%) a Suramérica y 11 MBD (1%) a Centroamérica.

Del total de productos refinados y LGN, PDVSA exportó (508 MBD): 266 MBD (52%) al Asia; 68 MBD (13%) a Norteamérica; 51 MBD (10%) a Suramérica; 40 MBD (8%) al Caribe; 36 MBD (7%) a Europa; 21 MBD (4%) al África; 13 MBD (3%) a Centroamérica y 13 MBD (3%) a otros destinos.

TABLA | EXPORTACIONES POR DESTINO



MBD

DESTINO	Petróleo		Productos		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Total	2.060	1.917	508	552	2.568	2.469
Norteamérica	934	1.053	68	113	1.002	1.166
EEUU Continental	919	882	63	112	982	994
EEUU Saint Croix	10	166	3	-	13	166
Canadá	5	5	-	-	5	5
México	-	-	2	1	2	1
Caribe Insular	315	337	40	50	355	386
Curazao	166	151	4	3	170	155
Caribe Insular	149	186	36	47	185	232
Aruba	17	54	1	6	18	60
Bahamas	-	-	1	6	1	6
Bonaire	-	-	0,03	-	-	-
Cuba	98	97	6	5	104	102
Dominica	-	-	0,02	-	-	-
Haití	-	-	0,03	1	-	1
Jamaica	20	20	6	4	26	24
Martinica	-	-	1	-	1	-
Puerto Rico	-	-	7	1	7	1
República Dominicana	14	15	13	13	27	28
San Eustaquio	-	-	-	10	-	10
San Cristóbal y Nieves	-	-	0,004	-	-	-
San Vicente y Las Granadinas	-	-	0,003	-	-	-
Trinidad	-	-	-	1	-	1
Antigua y Barbuda	-	-	1	-	1	-

CONTINUACIÓN TABLA EXPORTACIONES POR DESTINO

MBD

DESTINO	Petróleo		Productos		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Centroamérica	11	17	13	10	24	27
El Salvador	-	-	2	2	2	2
Guatemala	-	-	1	2	1	2
Nicaragua	11	17	7	5	18	22
Panamá	-	-	3	1	3	1
Suramérica	22	10	51	73	73	83
Argentina	-	-	1	2	1	2
Brasil	-	-	39	45	39	45
Chile	-	-	4	5	4	5
Ecuador	-	-	5	18	5	18
Perú	2	-	2	3	4	3
Uruguay	20	10	-	-	20	10
Europa	120	100	36	40	156	140
Alemania	11	5	-	-	11	5
Bélgica	9	-	1	3	10	3
Belarús	-	20	-	-	-	20
Dinamarca	-	-	1	1	1	1
España	50	12	-	1	50	12
Francia	2	-	3	8	5	8
Grecia	-	-	1	2	1	2
Holanda	4	6	17	21	21	28
Italia	6	1	9	2	15	3
Malta	-	-	-	-	-	-
Portugal	3	3	-	-	3	3
Reino Unido	14	13	2	1	16	15
Rumania	-	-	1	-	1	-
Suecia	14	41	-	-	14	41
Otros	7	-	1	1	8	1

CONTINUACIÓN TABLA EXPORTACIONES POR DESTINO

MBD

DESTINO	Petróleo		Productos		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Asia	658	399	266	245	924	644
China	269	225	84	95	353	319
India	366	165	1	1	367	166
Japón	3	3	-	-	3	3
Malasia	20	7	-	10	20	17
Singapur	-	-	162	131	162	131
Turquía	-	-	19	9	19	9
África		1	21	9	21	10
Costa de Marfil	-	1	-	2	-	3
Marruecos	-	-	1	2	1	2
Togo	-	-	8	1	8	1
Nigeria	-	-	12	4	12	4
Otros			13	12	13	12
Commerchamp	-	-	13	12	13	12


OTRAS GESTIONES DE MERCADO INTERNACIONAL

Cumpliendo con la visión geopolítica de integración latinoamericana, Commercit, filial de PDVSA, colocó 3,5 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 83,3 MBIs), conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, S.A., PDV Brasil Combustibles e Lubrificantes, Ltda. PDV Guatemala Ltd.

El mercado ecuatoriano de lubricantes es de 25 millones de galones, y PDV Ecuador alcanzó colocar 2 millones 800 mil galones lo que equivale a 11% del mercado, manteniendo su participación en el mercado en relación al 2012.

Asimismo, se comercializaron 57,6 millones de galones de combustibles (equivalentes a 1,37 MMBIs) a través de la red de estaciones de servicio de PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes, PDV Guatemala y PDV Ecuador; manteniendo estable los volúmenes en relación al 2011, por efecto de la disminución de las ventas de combustibles a través de estaciones de servicio en Brasil e incremento de las ventas a través de estaciones de servicio en Ecuador.

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

El 27 de febrero del año 2012, se firmó la renovación del Fondo Pesado II, el cual al igual que el anterior, se acordó por un monto de 6.000 millones de dólares, bajo el mismo esquema de aportes, 4.000 millones de dólares por el Banco de Desarrollo de China y 2.000 millones de dólares por el Banderes. Para este nuevo contrato, no se firmó un nuevo contrato de suministro, ya que se consideró el compromiso volumétrico del contrato de suministro del Fondo Pesado I, renovado el 18 de junio del año 2011, por 230 MBD, suficiente para cubrir los compromisos de ambos fondos.



El total del volumen y el porcentaje de suministro de estos contratos con el detalle de la fecha de inicio, volumen y tipo de hidrocarburo se presentan en la siguiente tabla:

TABLA | VOLUMEN Y PORCENTAJE DE SUMINISTRO

Contratos (MBD)	2012	2011	2010	2009	2008	2007	Total Promedio de Ventas
Fondo Pesado I	199	-	75	91	86	89	108
Fondo Pesado II	-	195	107	124	-	-	142
Gran Volumen	252	220	205	-	-	-	226
Total	451	415	387	215	86	89	

MERCADO NACIONAL

Es la organización encargada de comercializar y distribuir productos derivados del crudo en el territorio nacional, con la finalidad de satisfacer de manera consistente el mercado interno, de acuerdo con los requisitos establecidos y alineados al Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

La capacidad total instalada de almacenamiento es de 7.077 MBIs

y se estima una expansión de almacenamiento a 10.443 MBIs mediante la construcción de 6 nuevas plantas (Batalla Santa Inés, Táchira, Catia La Mar, Oeste región Capital, Tuy y Cagua) para el período 2013 - 2019. Además, posee una capacidad actual para transportar 379 MBD vía poliductos (sistemas de interconexión por 1.144 km) y 307 MBD vía terminales (excluyendo el volumen transportado de Gas Licuado del

Petróleo e importaciones). También, posee una planta envasadora de lubricantes terminados, la cual produce 2,48 MBD de lubricantes terminados para los sectores automotor, industrial y eléctrico.

A continuación se muestra la distribución geográfica de este sistema de Distribución y Comercialización de productos:

GRÁFICO | SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN



En el año 2012, el sistema para distribución y comercialización de los productos está conformada por: Expendios de Combustibles EE/

CC (1.764 estaciones de servicios (EE/SS) + 69 puntos de expendio) distribuidos en todo el territorio nacional. La variación de expendios

con respecto a los existentes en el año 2011 (68 puntos de expendio), se debe a la incorporación de un módulo pescar en Falcón.



- 24 plantas de suministro de combustible de aviación localizadas en 23 aeropuertos y un helipuerto. El volumen de combustible despachado por las plantas en aeropuertos en el período Enero Diciembre 2012 fue de 2.129 MBIs de Jet-A1 y 94.518 BIs de AV-GAS.
- Cuatro Puertos Pesqueros ubicados en los estados Anzoátegui y Sucre, los cuales despacharon 462 MBIs de Diesel (MGO).

TABLA | PUERTOS PESQUEROS

DIESEL	
Puertos	Despacho MBIs
Cumaná	220
Pescalba	64
Güiria	125
Punta Meta	53

- Tuberías, cisternas o gabarras ubicadas en los puertos de Cumaná, Güiria y Punta Meta para la venta de combustibles y lubricantes para transporte marítimo.

- Planta de mezcla y envasado de lubricantes terminados PDV® para los sectores automotor, industrial y eléctrico y cuya producción para el año 2012 fue de 875 MBIs.
- Cuatro canales de distribución para la venta de combustibles, lubricantes y productos de especialidades: Azufre, Coque, Parafina, Solvente y Asfalto para atender a 4.198 usuarios, desgregados de la siguiente manera: 1.833 Expendios de Combustibles, 1.474 Industriales, 493 Aviación y 398 Marinos.

VENTAS DE HIDROCARBUROS EN EL MERCADO INTERNO

En la siguiente tabla, se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural desde el año 2008 hasta el 2012:

TABLA | VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO

	2012	2011	2010	2009	2008
Líquidos (MBD)	681	646	674	599	574
Gas natural licuado	89	77	82	81	81
Productos Refinados	592	569	592	518	493
Gasolinas para automóviles	301	293	315	290	287
Gasóleos y destilados	216	182	183	152	148
Residual	46	52	57	54	34
Asfaltos	10	8	7	8	11
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	6	6	6	6	5
Aceites, lubricantes y grasas	5	5	4	3	5
Naftas	4	17	8	1	2
Azufres y otros químicos	1	1	1	1	1
Otros ¹	3	5	11	3	6
Gas natural (MBpe)	265	253	304	313	307
Total Líquidos y gas natural (MBpe)	946	899	978	912	881
Gas natural (MMPCD)	1.537	1.465	1.765	1.816	1.870
Gas natural (\$/MMPC)	0,82	0,88	0,65	1,13	1,63
Líquidos (\$/BIs)	4,78	7,23	3,67	7,21	8,39

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

Las ventas de productos refinados en mercado nacional alcanzaron un volumen de 681 MBD en el año 2012 y representa un incremento de 5% con respecto al mismo período del año anterior, las variaciones se deben:

- **GASOLINAS PARA AUTOMÓVILES:** incremento en G-95 por aumento en parque automotor de vehículos

nuevos y uso inadecuado por parte de los usuarios finales.

- **GASÓLEOS Y DESTILADOS:** incremento del número de emplazamientos (47 en 2011 a 102 en el año 2012) de generación termoeléctrica. Incremento de fletes vía terrestre en comparación con el transporte aéreo y marítimo.

- **RESIDUAL:** disminución en consumo de Fuel Oil eléctrico por cambio de consumo a gas en plantas termoeléctricas.

- **ASFALTO:** incremento por el Plan Nacional de Asfaltado (Fiesta del Asfalto).



PLAN DE REORDENAMIENTO DEL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES

Con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, a partir de septiembre del año 2008, el Estado se reservó la actividad de intermediación y asumió a través de PDVSA, el abanderamiento de todos los Expendios de Combustibles a nivel nacional y el control del

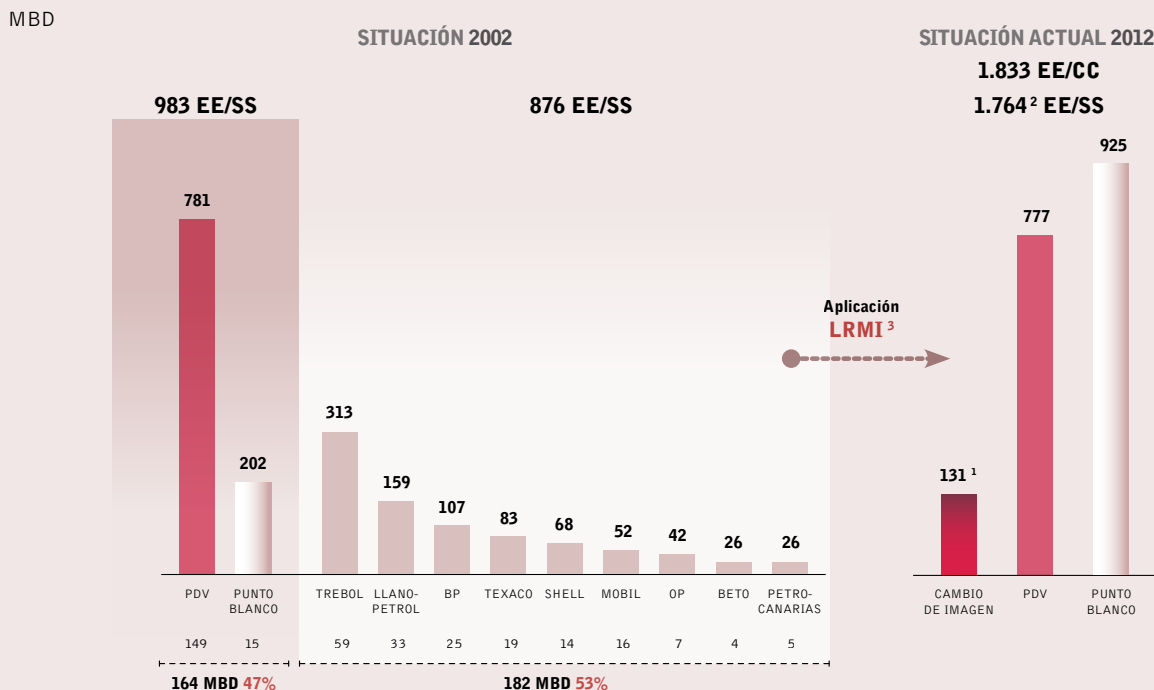
transporte de los combustibles líquidos para el mercado interno.

En el año 2012, se continuó con el proceso de abanderamiento y cambio de imagen en 10 estaciones de servicio, seleccionadas por el MPPPM y enmarcadas en el Plan de Reordenamiento del Mercado Interno; este proceso incluye la adecuación

del poste emblema, pantalla de techos, iluminación, pintura, adecuación de áreas exteriores

El esquema siguiente representa la evolución de los Puntos de Expendio de Combustibles y del Plan de Abanderamiento de los Expendios de Combustibles.

GRÁFICO | RED DE ESTACIONES DE SERVICIO (EE/SS)



EVOLUCIÓN DE CAMBIO DE IMAGEN DE EE/SS

FASE I

2010: Culminadas 60 EE/SS. **2011:** Culminadas 21 EE/SS. **2012:** Culminadas 10 EE/SS.

¹ Incluye 87 EE/SS realizados por Autogas.

² Des las 1.764 EE/SS se encuentran activas 1.746 EE/SS

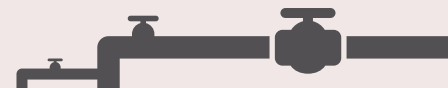
³ LRMI: Ley de Ordenamiento de Mercado Interno de Combustible

PROYECTOS DE INVERSIÓN

Para satisfacer las demandas futuras de combustibles líquidos al mercado interno y su distribución eficiente y oportuna, se desarrollan proyectos que permitirán disponer

de nuevos volúmenes y mejorar la confiabilidad operacional de la infraestructura existente, fortaleciendo la red de distribución para el desarrollo nacional,

según los lineamientos del Plan Siembra Petrolera. Dentro de estos proyectos se encuentran:



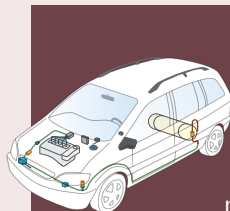
Proyecto	Objetivo	Logros
SUMINISTRO FALCÓN ZULIA (SUFAZ)	Sustituir el medio de transporte de productos blancos (Gasolinas, Jet – A1 y Diesel), actualmente se realiza vía cabotaje, por un Poliducto de 216 km y 24" de diámetro desde el Centro de Refinación Paraguaná (CRP Cardón) hasta el área de ULE, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo.	Presenta un avance físico acumulado de 62%, se dio continuidad a los tramos: Tramo A: ULÉ - MENE MAUROA 53 KM; Tramo B: MENE MAUROA-BUENA VISTA 73 KM y Tramo C: BUENA VISTA-RÍO SECO.
REEMPLAZO DEL POLIDUCTO SUMANDES	Construir toda la infraestructura necesaria para el Reemplazo del Poliducto SUMANDES, de 58 km de 20" y 218 km de 16" de diámetro, logrando así aumentar la capacidad de transporte de productos blancos, (Gasolina, Diesel y Kerosén) y cubrir la demanda del estado Zulia, Región Andina.	Presenta un avance físico acumulado de 15%, se realizaron actualizaciones de Ingeniería y gestión de permisería.
POLIDUCTO REFINERÍA PUERTO LA CRUZ-LA PLANTA DE DISTRIBUCIÓN MATURÍN	Construir un Poliducto de 215 km de 12" de diámetro para satisfacer la demanda de combustible del parque automotor, de manera confiable, eficiente y segura, con una capacidad estimada de 39.000 Barriles/día hasta el año 2034.	Presenta un avance físico acumulado de 19%, que corresponde a la ejecución de estudios especiales, levantamiento topográfico, hidrológico, impacto ambiental y desarrollo de la Ingeniería.
SISTEMA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE MÉRIDA-TÁCHIRA	Lograr el aumento de la capacidad de transporte y distribución de productos blancos, (Gasolina, Diesel y a futuro GLP) por medio de la construcción de un poliducto y una planta de distribución de combustibles.	Presenta un avance físico acumulado de 17%.
FUELDUCTO RAMÓN LAGUNA	Construcción de un FUEL DUCTO a través del Lago de Maracaibo aprox. 23 km. desde PUERTO MIRANDA hasta la Planta Termoeléctrica RAMÓN LAGUNA, por medio de la construcción de un sistema de Bombeo y una Estación de Recepción. Fecha estimada de culminación año 2015.	En desarrollo de la ingeniería básica.
NUOVO POLIDUCTO EL PALITO - BARQUISIMETO	El proyecto incluye construcción para el tendido del nuevo poliducto de 155 km de longitud y 16" de diámetro, entre la P/D Refinería El Palito, hasta la P/D Barquisimeto, donde se incluye la evaluación de almacenaje en Barquisimeto, así como los sistemas asociados al poliducto existente.	Presenta un avance físico acumulado de 12%, que corresponde a la ejecución estudios especiales tales como: Levantamiento topográfico, estudios Hidráulico y Resistividad de suelo.

Proyecto	Objetivo	Logros
NUEVA PLANTA DE DISTRIBUCIÓN CATIA LA MAR	Construir una planta de distribución de combustibles de 817,9 MBIs de capacidad instalada que sustituya a la planta actual para garantizar el suministro de combustibles líquidos (gasolinas de 91 y 95, Diesel, AV-GAS y Jet-A1) y así abastecer la demanda futura del estado Vargas y el Aeropuerto.	En ejecución de la ingeniería básica.
NUEVA PLANTA DE DISTRIBUCIÓN OESTE DE LA GRAN CARACAS	Desarrollar la Ingeniería, procura y construcción de una planta de combustibles líquidos (Planta Oeste), la cual será diseñada con 135 MB de capacidad instalada, para manejar volúmenes de gasolinas y diesel del sector oeste de la ciudad de Caracas.	Presenta un avance físico acumulado de 9%, que corresponde al desarrollo de la Ing. Básica, se iniciaron los Estudios de Impacto Ambiental y Sociocultural. (EIASC).

PROYECTO AUTOGAS



En el año 2012, se realizó la conversión de 66.053 vehículos al sistema bicomcombustible, de los cuales 60.531 vehículos fueron convertidos por las ensambladoras y comercializadoras y 5.522 fueron convertidos por los Centro de Conversión. Las cifras muestran un aumento de 21% en el número de vehículos convertidos con respecto al año 2011.

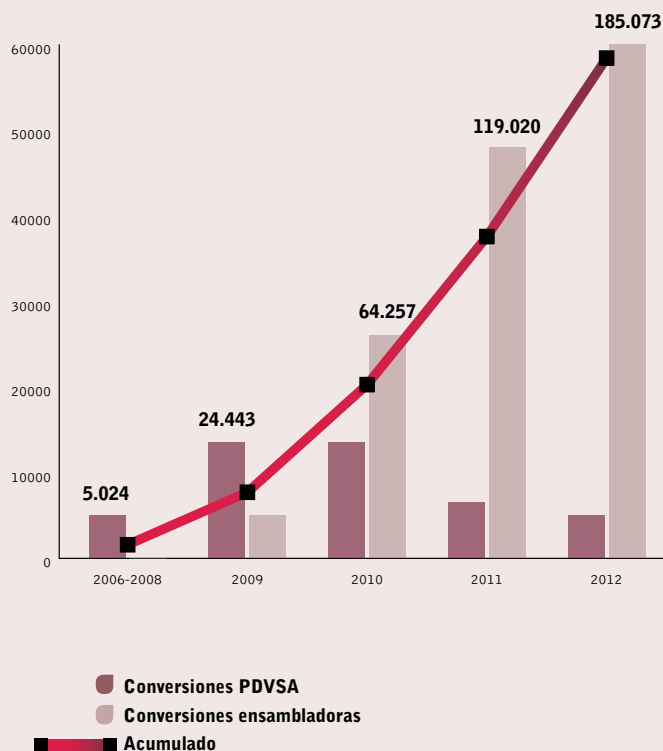


Actualmente se cuenta con **67 centros de conversión** operativos a nivel nacional.

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

GRÁFICO | TOTAL VEHÍCULOS CONVERTIDOS

GNV/ AÑOS



VEHÍCULOS CONVERTIDOS EN 2012: 66.053



VEHÍCULOS CONVERTIDOS AL SISTEMA BICOMBUSTIBLE

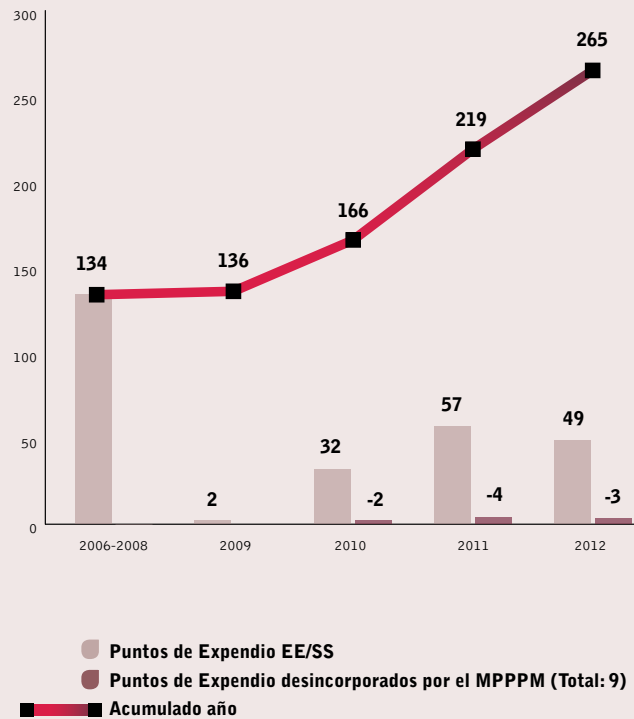
Para el suministro al detal del gas vehicular, se culminó durante el año 2012, la construcción de 49 puntos de expendio, y se continúa la construcción de los puntos planificados para incrementar la autonomía de desplazamiento con gas vehicular en la Nación.

Actualmente se dispone de **265 puntos de expendio** en estaciones de servicio a nivel nacional.

Con respecto al año 2011, los puntos de expendio disponibles aumentaron en un 21%.

En el siguiente gráfico se puede observar la cantidad de puntos de expendio construidos anualmente desde el inicio del proyecto, las estaciones que han sido desincorporadas por el MPPPM, así como el total de puntos de expendios construidos al año 2012.

GRÁFICO | PUNTOS DE EXPENDIOS GAS VEHICULAR



PUNTOS DE EXPENDIO CONSTRUIDOS EN 2012: 49

El consumo de gas natural vehicular (GNV) durante el año 2012, fue de 12.365.905 m³, lo cual representa un aumento de 139% con respecto al año 2011, donde el consumo alcanzó los 5.173.799 m³. Uno de los principales elementos que desfavorece el consumo de GNV es el bajo diferencial de precio entre éste y la gasolina, debido al subsidio

aplicado al precio de venta con el cual se comercializa la gasolina dentro del mercado interno. En general, la cantidad de GNV consumido en el 2012 liberó un volumen equivalente de 0,24 MBD de gasolina, lo cual representa 2% de la capacidad instalada.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 25 de la Resolución N° 064 emitida por el Ejecutivo Nacional, el proyecto Autogas continuó en el año 2012 las metas de adquisición de vehículos con motores a GNV, con la compra de 1.000 vehículos rústicos marca Toyota y 30 unidades (autobuses dedicados a GNV de 36 puestos).

EL PROYECTO AUTOGAS ADQUIRIÓ EN 2012



1.000 vehículos rústicos marca Toyota



30 unidades (autobuses dedicados a GNV de 36 puestos).

TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS



SUMINISTRO Y LOGÍSTICA

Durante el año 2012 se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en los ámbitos nacional e internacional. La actividad naviera se desenvuelve con 77 buques, de los cuales 20 corresponden a buques propios (PDV Marina) y los restantes son buques controlados a través de empresas mixtas, aliadas y terceros. Estos 77 buques movilizaron un total de 676 MMBls de hidrocarburos durante todo el año. Dentro de los 20 buques se encuentra el buque Tamanaco (forma parte de la flota a partir del 19 de mayo de 2012), siendo éste el último de los cuatro adquiridos a través del convenio de cooperación Venezuela-Japón.

El volumen movilizado de productos negros (Crudos y Residuales) en el año 2012 fue de 482 MMBls a través de 33 buques de los cuales, 121 MMBls fueron movilizadas por PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros. Así mismo 136 MMBls (28%) fueron movimientos de cabotaje y 346 MMBls (72%) fueron movimientos de Almacenamiento en el Exterior (Almaex) y exportación. Cabe destacar que hubo un incremento de 21 MMBls respecto al volumen movilizado en el año 2011.

El volumen de productos blancos movilizado en el año 2012 fue de 162 MMBls, a través de 25 buques, 20 MMBls fueron movilizadas por

PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros. Por otra parte, 133 MMBls (82%) fueron movimientos de cabotaje y 29 MMBls (18%) fueron movimientos de Almaex y exportación. Cabe destacar que la movilización total de este tipo de productos se incrementó en 7 MMBls respecto al año 2011.

El volumen de productos de especialidades y GLP movilizadas en el año 2012 fue de 32 MMBls, manteniéndose sin variación significativa con respecto al año 2011. De este volumen; 3 MMBls por PDV Marina y el restante por flota controlada de terceros. Todo este volumen fue realizado por

movimientos de cabotaje, utilizando flota propia y controlada a través de siete buques de GLP y dos asfalteros.

En aras de asegurar la continuidad operacional con los compromisos adquiridos en suministro, se dio prioridad en la contratación de buques con empresas de países aliados, obteniendo reducciones significativas en los fletes y buques en óptimas condiciones operacionales que proporcionan a la industria una racionalización y optimización de recursos con un ahorro aproximado de 12 millones de dólares anual.

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



Esta filial se creó en el marco de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, con el objeto de garantizar el transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del Mercado Interno en todo el territorio nacional a través de una flota propia y empresas privadas de transporte, suministrando oportunamente el producto con adecuados estándares de seguridad, calidad y confiabilidad.

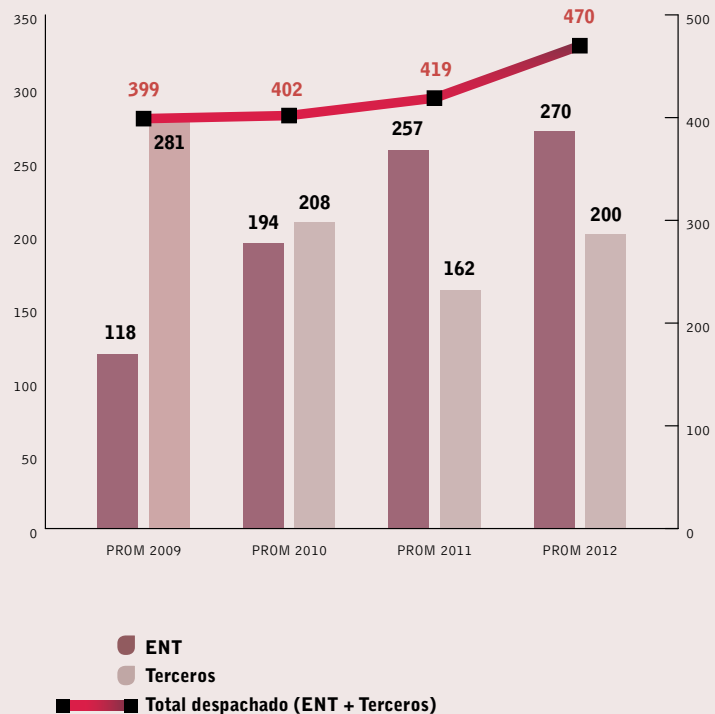
Como parte del Modelo Socialista, la nacionalización de las empresas de transporte benefició a los trabajadores que fueron absorbidos, e incrementó la participación del Estado en las actividades estratégicas de suministro de combustible. Para el año 2012 la ENT dispone de 96 empresas de transporte de las 364 existentes, y dispone de 23 sedes a nivel nacional, que están siendo adecuadas para mejorar las condiciones de trabajo del personal que labora en la filial.

En el año 2012 el total de los combustibles líquidos movilizados fue de 270 MBD, el 57% fueron transportados por la ENT y el resto 43% fue transportado con flota de terceros, de los cuales el 77% corresponde a Estaciones de Servicios (362 MBD); 11% al Sector Eléctrico (50 MBD); 11% Clientes Industriales (49 MBD), 1% Puertos y Aeropuertos (4 MBD) y 1% Convenio Binacional (5 MBD).

A continuación, se muestran los volúmenes transportados por la ENT comparados con terceros desde el año 2009 hasta el año 2012.

GRÁFICO | VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR LA ENT COMPARADOS CON TERCEROS

2009-2012



TOTAL COMBUSTIBLES LÍQUIDOS MOVILIZADOS: 470 MBD



En el año 2012 se adquirieron **400** unidades tractoras y **100** cisternas para fortalecer la operatividad teniendo un total de 1.406 unidades tractoras y 1.191 cisternas. Con esta adquisición se reemplazaron unidades desincorporadas por obsolescencia.

Como parte del Modelo Socialista, la nacionalización de las empresas de transporte benefició a los trabajadores que fueron absorbidos, e incrementó la participación del Estado en las actividades estratégicas de suministro de combustible.

PDVSA NAVAL



Filial constituida el 6 de febrero de 2008, tiene por objeto desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas, así como los puertos y todo lo relativo a la

infraestructura naval. PDVSA Naval tendrá prioridad y exclusividad en la ejecución de actividades de construcción y compra de buques, desarrollo de astilleros, reparación

y mantenimiento de los buques de PDVSA y sus empresas filiales, desarrolladas a través de sus tres unidades de negocio: ASTINAVE, DIANCA y ALBANAVE.

PRINCIPALES PROYECTOS

PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN, REHABILITACIÓN Y EXPANSIÓN DE ASTILLEROS

- **Astillero del Alba**

(ASTIALBA). Astillero para la construcción y reparación de buques de gran tonelaje. Este proyecto es de carácter estratégico y de interés nacional, imprescindible para el desarrollo Industrial Naval. En el periodo 2012 se culminó la Ingeniería Básica y se dio inicio a la ingeniería de detalle y la identificación para la procura de equipos mayores de gran tiempo de fabricación.

- **Rehabilitación y Ampliación del Astillero ASTINAVE.**

Astillero para la construcción y reparación de embarcaciones menores de hasta 10.000 TPM. (remolcadores lanchas, gabarras) y buques Post Panamax de hasta 80.000 TPM, construcción de plataformas Costa Afuera y Base Logística de Apoyo y Operaciones costa afuera, posee una superficie de 140 hectáreas. La visión integral del proyecto comprende la ejecución en dos fases:

FASE I (REHABILITACIÓN): Fabricar y reparar embarcaciones menores (remolcadores, gabarras y lanchas), construir y reparar buques hasta de 10.000 TPM y

FASE II (AMPLIACIÓN): Fabricar buques de hasta 80.000 (TPM)

- **Rehabilitación Astillero**

DIANCA. El Proyecto de rehabilitación comprende la potenciación de las áreas medulares del astillero, siendo el pionero de la industria naval venezolana con 106 años de operaciones al servicio de Venezuela, se encarga de diseñar, reparar y mantener todo tipo de buques y embarcaciones, atendiendo principalmente la Flota de PDV Marina y Embarcaciones de la Armada Bolivariana de Venezuela, adicionalmente estará dedicado a la reparación de la flota de buques Post Panamax de hasta 80.000 TPM. DIANCA a su vez potenciará y fomentará el desarrollo de la industria naval en la zona de las áreas complementarias a su principal actividad.

- **Transporte Acuático**

(ALBANAVE). En el año 2012 se logró la consolidación de la empresa naviera venezolana ALBANAVE S.A., mediante el registro de ALBANAVE como compañía naviera ante el Instituto Nacional de Espacios Acuáticos (INEA), y constitución de la Empresa VENAVEGA con capital accionario 50% Bolipuertos y 50% Albanave, para el transporte de carga seca y la administración - operación de los tres buques multipropósito (MPP) de PDVSA, Manuel Gual José Leonardo Chirinos y José María España, llevando a cabo la explotación industrial y comercial de la navegación fluvial, costera y de altura entre los diversos puertos del país, y del exterior prestando servicios de transporte acuático a PDVSA y a terceros en rutas de América Central, Sur América (Atlántico y Pacífico) y Caribe.

PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE BUQUES. DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Durante el periodo 2012 se logró concretar la botadura y puesta a flote del primer Buque AFRAMAX SOROCAIMA N° Casco H8505 en Julio 2012, uno de los cuatro AFRAMAX de 113.000 TPM en construcción con la República de Irán. A continuación programa de construcción de buques en astilleros internacionales:

Botadura del Buque (C-79) “EVA PERÓN” el 12 de julio 2012, embarcación en construcción en el Astillero Río Santiago (ARS), según Convenio entre la República de Argentina.



TABLA | PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE BUQUES EN ASTILLEROS INTERNACIONALES

Proyecto de Construcción de Buques	Astillero/ País	Tipo de Carga	Ejecución Física	Fecha de Entrega
Dos Buques Producteros de 47.000 TPM	Astillero Río Santiago / República de Argentina	REFINADOS	52%	C-79 - 2013 C-80 - 2014
Dos Buques Producteros de 47.000 TPM	Astillero EISA / República Federativa de Brasil	REFINADOS	43%	E-494 - 2013 E-495 - 2014
Cuatro Buques Aframax de 113.000 TPM	Astillero SADRA / República Islámica de Irán	CRUDO	42%	SOROCAIMA -2013 H-85506 - 2014 H-85507 - 2015 H-85508 - 2016
Dos Buques tipo Asfaltero de 27.000 TPM	Estaleiro Navais de Viana Do Castelo (ENVC) Portugal	ASFALTO	5%	C-263 - 2015 C-264 - 2015
Ocho Buques Panamax de 70.000 TPM	Astillero EISA / República Federativa de Brasil	REFINADOS	3%	EI-496- EI-497 • EI-498 • EI-499 • EI-500 • EI-501 • EI-502Y EI-503

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO



INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

La orientación estratégica de esta filial es generar soluciones tecnológicas integrales; también desarrolla tecnologías propias, con especial énfasis en la exploración, producción y refinación. De igual manera, es responsable de resguardar el acervo tecnológico de la Corporación.

La cartera de proyectos para el año 2012 quedó conformada por 40 proyectos, los cuales

incluyen un total de 396 actividades y 293 productos planificados. A continuación se muestran los

logros en el área de investigación y desarrollo para el año 2012 por segmento de negocio.

PARTICIPACIÓN DE INTEVER, S.A. EN LOS NEGOCIOS PETROLEROS



EXPLORACIÓN Y ESTUDIOS DE YACIMIENTOS

Se evaluaron y caracterizaron yacimientos, tanto en Oriente como en Occidente, promoviendo soluciones integrales a fin de implantar procesos de recuperación mejorada para el incremento del factor de recobro de nuestros yacimientos: álcali-surfactante-polímero (ASP) e inyección de gases alternos, entre otros.

Se estudiaron elementos y procesos de sistemas petroleros, Cuenca Oriental, Occidental y de Falcón, fortaleciendo sus esquemas de caracterización, desarrollando metodologías interdisciplinarias, comprendiendo la naturaleza y propiedades de los yacimientos de hidrocarburos, alcanzando una significativa minimización del riesgo exploratorio y modelando

fenómenos de transporte reactivo y las interacciones fisicoquímicas fluido-fluido-roca para una mejor comprensión de los mecanismos que rigen los procesos de recuperación mejorada por inyección de químicos y gases.

Por otro lado, se estudiaron nuevos trazadores a ser utilizados en la caracterización de yacimientos, y

en la determinación de la eficiencia de métodos de recuperación de crudo, con la finalidad afianzar la soberanía tecnológica.

Así mismo, se realizaron estudios especializados en el Eje Delta Caribe, en el Oriente del país, enfocados a la exploración de nuevas reservas de crudo y gas,

así como en el área de Travi en el estado Monagas, a fin de potenciar e incrementar la capacidad de producción de crudo.

PRODUCCIÓN

En el área de gas, se brindó asistencia técnica especializada para la evaluación y optimización de procesos existentes y nuevos desarrollos, tanto en tierra (Región Oriental) como en Costa Afuera (Oriente, Centro y Occidente), abarcando aspectos técnicos de ingeniería en las disciplinas de procesos, infraestructura, aseguramiento de flujo, ambiente, materiales, mecánica y confiabilidad, así como también estudios integrados de yacimientos, calidad de productos, construcción, mantenimiento, fracturamiento y rehabilitación de pozos.

En los proyectos FRAMOLAC y Nuevas Oportunidades de Gas en Occidente, se brindó asistencia técnica especializada en los procesos de construcción de pozos, producción, tratamiento, transporte y almacenamiento de crudo y gas, lo que permitió reducir tiempos y costos asociados y garantizar la integridad de las operaciones e instalaciones de superficie, tanto en tierra como lacustres, con mínimo impacto ambiental.

Se contribuyó al incremento de la producción de 3.700 BPD en Occidente, mediante apoyo técnico en el diseño del fracturamiento hidráulico en el campo Boquerón Petroquiriquire.

Se prestó asistencia técnica especializada en la revisión y

diseño del programa de fluidos de perforación y rehabilitación con el sistema emulsionado TOFA, para su aplicación en sitio en 11 pozos, incrementando la producción en 19,98 MMPCED de gas y 530 BPD de condensado.

Aplicación y transferencia de tecnologías propias de estimulación no reactiva, generando un ganancial de: 752 BPND por estimulación de 34 pozos con la tecnología INTERGERE™ y producción adicional en 22 pozos de 2.556 BPND por estimulación con INTESURF®.

Mediante el apoyo técnico multidisciplinario orientado a la revisión de documentos de ingeniería de detalle, a fin de garantizar el cumplimiento de las especificaciones y criterios de diseño, evaluación de la integridad del material y el revestimiento de la tubería de exportación de gas, se contribuyó al avance del proyecto “Mariscal Sucre Fase I” (desarrollo de la infraestructura de producción de los campos Dragón y Patao para un aporte de 600 MMPCED de gas no asociado).

Se evaluaron alternativas de insumos químicos y se desarrollaron soluciones tecnológicas a fin de satisfacer las necesarias en la cadena de valor del negocio de producción de PDVSA. Se realizaron estudios

teóricos, tales como aplicación de la nanotecnología con el uso de la química teórica y computacional; investigación de aditivos nanoestructurados y modificaciones químicas requeridas en fluidos de perforación, entre otras, logrando así la profundización en el conocimiento de áreas medulares y estratégicas de producción de crudo y gas natural, según los lineamientos del Plan Siembra Petrolera y el Plan de Soberanía Tecnológica.

Por otro lado, se generaron soluciones a corto y mediano plazo que permitieron disminuir los tiempos no productivos asociados a la perforación y completación de pozos: metodología para optimizar productividad de campos con producción de arena; optimización del Área Total de Fluido (TFA) y de parámetros hidráulicos en pozos de alcance extendido, entre otros.

En materia de incremento de producción, transformación y distribución de hidrocarburos y energía eléctrica, se llevó a distintos niveles de desarrollo equipos como el primer prototipo de bomba para producción de crudos pesados y extrapesados; el microgenerador de electricidad, un separador horizontal gas-líquido en línea para manejar crudos medianos y livianos; un sistema de levantamiento artificial para pozos marginales y agotados.

FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Se desarrollaron estudios de investigación para la optimización y aplicación de métodos de recuperación mejorada en la explotación de yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Se definieron en conjunto con Petromonagas 14 esquemas de procesos que incluyen las tecnologías propias INT-MECS®, AQUA-CONVERSION® y HDHPLUS® como parte de

los procesos de adecuaciones operacionales de los mejoradores.

Culminada la Ingeniería Conceptual de un Mejorador para Morichal con la tecnología AQUA-CONVERSION®, de 50MBPD de crudo Cerro Negro 8,1 °API para producir un crudo mejorado tipo Merey 16, reduciendo el uso de crudo Mesa 30 como diluyente.

Se realizó la línea base ambiental de calidad de aire de la Faja

Petrolífera del Orinoco como insumo para la planificación y diseño en los nuevos desarrollos.

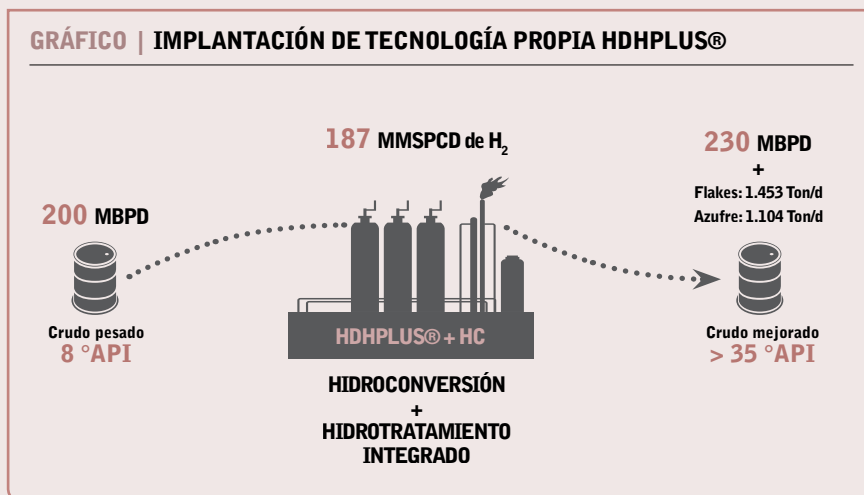
Se estableció la potencialidad de los yacimientos no convencionales de gas natural en formaciones lutíticas de las cuencas petrolíferas de Venezuela, como base para la generación de estrategias de ampliación del potencial energético del país.

REFINACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN



Se realizaron estudios sobre el uso de corrientes de difícil colocación en los mercados actuales de combustibles, a fin de generar componentes de alto valor (Brea de crudo) al sector refinador y suministrar insumos a la industria química, petroquímica y metalúrgica.

Se desarrollaron casos de negocio para la adecuación de los mejoradores existentes en el Condominio Industrial José Antonio Anzoátegui a refinería, estimando la producción de químicos a partir de coque de crudo, con la finalidad de valorizar este producto a insumos químicos, petroquímicos, especialidades y componentes de combustibles de alto valor.



En relación al proyecto de conversión profunda de la Refinería Puerto La Cruz, se mantuvo el apoyo en la implantación de la tecnología propia HDHPLUS®.

Se estudiaron diferentes alternativas para la utilización del azufre en forma masiva. Se logró preparar concreto base azufre con una resistencia a la compresión superior a la resistencia reportada para concretos tipo Portland (tradicional).

Se apoyó al circuito refinador de PDVSA en el mantenimiento y

optimización de la operación de los procesos de refinación, mediante la participación en paradas de planta, evaluación de catalizadores, prestación de asistencias técnicas especializadas en las áreas de hidropcesos, separaciones físicas y químicas, y conversión catalítica, entre otras. Además, se asesoró a PDVSA y a nuevos negocios en los procesos de Visualización, Conceptualización e Ingeniería Básica de nuevos proyectos.

A fin de atender requerimientos de diseño de los esquemas de procesos de las nuevas refinerías

que procesarán crudos tipo DCOM, se logró caracterizar diferentes tipos de mezclas de dichos crudos de 16, 22 y 26 °API, y se determinaron los tiempos de estabilidad de estas mezclas.

Se desarrollaron y mejoraron herramientas para prestar apoyo al circuito refinador de PDVSA en el mantenimiento y optimización de sus procesos, lográndose adecuar la infraestructura de plantas piloto y banco de INTEVEP, S.A. para evaluaciones de hidrocraqueo e hidrotratamiento, evaluaciones de FCC, reformación y alquilación.

A fin de apalancar la Soberanía Tecnológica, se desarrollaron y evaluaron nuevas formulaciones catalíticas para la valorización de

crudos pesados y extrapesados, residuales, destilados y productos.

Por otro lado, se generaron nuevos productos asfálticos destinados a pavimentación en caliente y en frío, mediante la incorporación de aditivos poliméricos y no-poliméricos a los ligantes asfálticos convencionales y la formulación de emulsiones asfálticas.

Así mismo, se desarrollaron y evaluaron formulaciones de gasolinas con etanol, a fin de asegurar su calidad para la futura comercialización en el mercado nacional, conforme a las exigencias, especificaciones y tendencias.

OTROS ASPECTOS DE INTERÉS

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

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

Se mantuvo la custodia de **164** invenciones que representan el portafolio tecnológico tanto de PDVSA como de sus filiales (incluyendo las empresas mixtas) correspondiendo a la fecha el acumulado de:

848 patentes

465 marcas comerciales

116 derechos de autor

13 secretos empresariales

24 depósitos legales y

42 nombres de dominio



SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL



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

NOTA: Mayor información sobre Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional de PDVSA, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2012.



AMBIENTE



PDVSA sigue en la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente, incorporando una visión socialista y revolucionaria con la participación protagónica de sus trabajadores, dentro de los lineamientos generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, el Plan Siembra Petrolera y las Líneas Estratégicas de Ambiente.



NOTA: Mayor información sobre Ambiente de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2012.

PDVSA LA ESTANCIA



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



NOTA: Mayor información sobre PDVSA La Estancia, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2012.

DESARROLLO SOCIAL



Los aportes para Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2012 se presentan en: Apoyo a Misiones y Proyectos Sociales, los mismos se realizan con el Fondo Independencia 200, Fondo Simón Bolívar de Reconstrucción Integral, el Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, Fondo Petrobonos, Fondo de Asfalto y el Fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), además de las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), al Fondo Chino y al Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera.

Los aportes para Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2012 se presentan en: Apoyo a Misiones y Proyectos Sociales, los mismos se realizan con el Fondo Independencia 200, Fondo Simón Bolívar de Reconstrucción Integral, el Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, Fondo Petrobonos, Fondo de Asfalto y el Fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), además de las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), al Fondo Chino y al Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera.

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar la verdadera siembra del petróleo, la Junta Directiva de PDVSA en el año 2006 aprobó que 10% del monto que se invierte en obras y proyectos petroleros de todas sus filiales, sea dedicado a Desarrollo Social, en las áreas de educación, vialidad, salud, infraestructura

de servicios y economía social, entre otros; a fin de profundizar la transformación social, en las áreas de influencia de nuestras operaciones, a partir del año 2011, este 10% fue utilizado para la Gran Misión Vivienda Venezuela.

Es importante mencionar que la vieja PDVSA no realizaba aportes de este tipo; apenas realizaban donaciones de una empresa capitalista, totalmente desvinculada del estado, de las comunidades y de su entorno.

En Petróleos de Venezuela, sus negocios, empresas y filiales, el Desarrollo Social está orientado a coadyuvar con los entes y organismos nacionales, regionales y locales en la construcción del Socialismo Bolivariano, enmarcado en la consolidación de una nueva estructura social justa e incluyente, en la cual prevalezcan los más altos valores de la solidaridad, complementariedad e igualdad social que se traducen en equitativas formas de producción,

apropiación y distribución de los excedentes económicos; en la desconcentración de actividades y de la población en cohesión y equilibrio socio territorial que aporte respuestas a las necesidades de calidad de vida e infraestructura de servicios, y preserve de manera sustentable el ambiente todo ello con la amplia participación soberana del pueblo venezolano

En la siguiente tabla se indican los aportes realizados en millones de dólares al Desarrollo Social, durante el período 2001- 2012:

NOTA: Los desembolsos acumulados, aportados por PDVSA durante los nueve años comprendidos entre 2001-2012, corresponden a las cantidades efectivamente pagadas en cada período, estas cantidades difieren de los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en períodos distintos al del pago o como parte de los activos.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
MISIÓN RIBAS	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	3.153
MISIÓN ALIMENTACIÓN	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	4.667
MISIÓN BARRIO ADENTRO I, II Y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	3.463	3.781	5.581	18.531
MISIÓN VUELVAN CARAS	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	-	672
MISIÓN MILAGRO	-	-	-	-	125	-	25	9	-	-	-	-	159
MISIÓN SUCRE	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	2	-	965
MISIÓN CIENCIA	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	-	-	319
MISIÓN REVOLUCIÓN ENERGÉTICA	-	-	-	-	-	210	219	174	745	2.115	2.197	69	5.729
MISIÓN VIVIENDA	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	-	-	4.064
GRAN MISIÓN AGROVENEZUELA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	1.140
GRAN MISIÓN HIJOS DE VENEZUELA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	598	598
GRAN MISIÓN EN AMOR MAYOR VENEZUELA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.241	1.241
PROYECTOS AGRÍCOLAS	-	-	-	600	600	423	919	848	54	14	362	109	3.929
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	1.021
PROYECTO AUTOGAS	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	639
FONDO ALBA CARIBE	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	-	-	162
FONDO BICENTENARIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	738
FONDO SEGURIDAD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	84	-	539
FONDO MIRANDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.083	4.306	5.113	14.502
FONDO DEPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	125
FONDO CHINO	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	16.218
PLAN DE VIALIDAD	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	2.038
PLAN CARACAS BICENTENARIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	315
OBRA HIDRÁULICAS	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	905
NÚCLEOS DE DESARROLLO ENDÓGENO	-	-	-	-	55	47	130	46	5	-	-	-	283
APORTES SECTOR ELÉCTRICO PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.578	1.566	1.435	9.303
APOYO A EMERGENCIA POR LLUVIAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	175	431
APORTES A COMUNIDADES	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	3.808	6.461
APORTE SOCIAL PROYECTOS DE INVERSIÓN PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	4.011
OTRAS MISIONES Y APORTES	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	2.136
FONDO DE AHORRO DE LOS TRABAJADORES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	1.162
APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES	34	14	549	2.316	3.762	5.274	8.048	4.990	6.006	22.223	24.647	28.293	106.156
GRAN MISIÓN VIVIENDA VENEZUELA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.010	-	4.010
FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	59.759
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	4.229
TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES	34	14	549	4.316	7.287	12.358	14.809	17.374	6.606	23.557	43.385	43.865	174.154



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

Centroamérica acoge los principios rectores de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA), integración energética, solidaridad, complementariedad, comercio justo, fomento de las

inversiones en América Latina, trato especial y diferenciado a las naciones según sus capacidades. Ambas iniciativas comparten el propósito histórico y fundamental de unir las capacidades y fortalezas de los países que las integran, para

la definición conjunta de grandes líneas de acción política común entre estados que comparten una misma visión del ejercicio de la soberanía, desarrollando uno su propia identidad.

PDVSA AMÉRICA, S.A.

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

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

PDVSA América S.A. a través de sus empresas filiales y mixtas adelanta en muchos países de la región, negocios y proyectos en exploración y producción de crudo y gas, refinación, almacenamiento, logística y comercialización, el posicionamiento de la marca PDV® y PDV Sur en los mercados al detal, así como desarrollo naval, bajo un enfoque de cooperación e integración con énfasis en el compromiso social. Adicionalmente, al desarrollo de estos proyectos y negocios, se impulsan actividades en el sector eléctrico, agroindustriales y en energías alternativas.

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

A continuación se presentan los principales logros alcanzados por las empresas filiales y mixtas de PDVSA América, S.A. que se desarrollaron en el marco de la cooperación internacional, durante el año 2012 en la Región Andina, Región Sur y la Región Centroamérica y el Caribe:





REGIÓN ANDINA

En esta región, PDVSA América S.A., a través de su filial PDV Andina, S.A., concentra sus actividades en sus dos principales socios estratégicos: Bolivia y Ecuador y fortalece su presencia por medio de las filiales PDVSA Bolivia, S.A. y PDVSA Ecuador, S.A., cuyas oficinas están ubicadas en La Paz y Quito, respectivamente.

PDVSA BOLIVIA, S.A.



Estrategia a Desarrollar

Exploración a Riesgo en los bloques del Subandino Norte y Sur que se extienden, respectivamente, entre los departamentos de La Paz, Beni y Cochabamba y Santa Cruz, Tarija y Chuquisaca, en alianza con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

- Ampliación progresiva en la colocación regional de los volúmenes de combustibles y productos venezolanos a través del Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas en sinergia con la Filial PDVSA Petróleo, S.A.

- Posicionamiento de la marca PDV® mediante el abanderamiento progresivo de estaciones de servicio en el eje troncal de Bolivia, importando combustible de Venezuela y comercialización de lubricantes PDV en sinergia con PDVSA Ecuador.

Generación Eléctrica a través de la empresa mixta ENDE Andina SAM (Planta Operativa Entre Ríos de 100 MW y nueva planta de 120 MW en el Sur de Bolivia).

Logros

Durante el año 2012 se adelantó el plan de exploración y explotación de siete bloques en el Subandino Sur y cinco en el Subandino Norte, a través de la empresa mixta YPFB Petroandina SAM (PDVSA Bolivia S.A. 40% y YPFB 60%). Continúan las actividades dirigidas a perforar el pozo Timboy X2, ubicado en el Bloque Aguarague A/B. En cuanto al Bloque Ñiguazu fue concluido el procesamiento de la data sísmica 2D y se avanzó en su interpretación por parte de personal técnico de PDVSA. En el Bloque Ñiau se concluyó el estudio de geología de superficie. El Bloque Tiacia no mostró prospectividad en los resultados preliminares. Con respecto a los bloques del Subandino Norte, en el Bloque Lliquimuni, donde fueron identificadas las zonas de interés durante el año 2011, se adelantó en el proceso de ingeniería para la construcción del nuevo camino y la planchada donde se ubicará el pozo exploratorio LQCX-1. En cuanto los Bloques Mariri, Secure y Chispaní se concluyó la interpretación de la data sísmica 2D. En el Bloque Chepite se concluyeron las actividades de geología de superficie.

Durante el año 2012 se suministraron 8,3 MBD de diesel provenientes de Argentina para el Suroriente de Bolivia y desde los puertos Ilo, en Perú, y Arica en Chile, para el Occidente. Se continúa con la importación y comercialización de cemento asfáltico para apoyar la demanda interna del país, principalmente, de proyectos viales y gubernamentales. Del mismo modo, continua la comercialización de combustibles al detal a través de la operación de la estación de servicios, ubicada en la zona Sur de La Paz, con la importación y comercialización de lubricantes PDV para el mercado boliviano.

Actualmente, está en proceso de construcción la Planta Termoeléctrica del Sur, con una capacidad ampliada de 160 MW, ubicada en el Departamento de Tarija, al Sur del país. Durante la gestión 2012, la empresa mixta Endeandina SAM, logró la asignación para la construcción de la Planta Termoeléctrica Warnes que tendrá una capacidad de 160 MW y estará ubicada en el Departamento de Santa Cruz.





PDVSA ECUADOR, S.A.

Estrategia a Desarrollar

Logros

Desarrollo de actividades relacionadas con la exploración costa afuera

Reasignación de dos nuevos bloques: Bloque 1 y Bloque 5 en la región Suroeste del Golfo. Actualmente, en el Bloque 1, se generó el modelo estructural al tope de la formación Socorro, sobre el Campo Pacoa y la región Norte. Construcción de secciones estructurales y avance en el modelo petrofísico. Se construyó el modelo geofísico 1D, sobre la región del Litoral. En el Bloque 5 se avanzó en la interpretación de la sísmica, con visualización de pulsos de contracción dentro de la Cuenca Progreso, donde se visualizaron oportunidades de gas, a través de la interpretación de fuertes reflectores sísmicos.

Optimización de la producción del Campo Sacha, usando nuevas tecnologías de levantamiento artificial

En el área de campos maduros, PDVSA Ecuador S.A. y la EP Petroecuador, a través de la empresa mixta Operaciones Río Napo CEM (PDVSA Ecuador, S.A. 30% y EP Petroecuador 70%), continuaron con la optimización y explotación del Campo Sacha. Durante el año 2012 la producción promedio anual alcanzó los 57,7 MBD, lo que significó un aumento de 8,5 MBD por encima de los 49,2 MBD del año pasado, y 684 BD sobre la meta establecida para el año (101%). Igualmente se perforaron 51 pozos nuevos, 71 pozos fueron reacondicionados y ocho plataformas fueron construidas. Gran parte del aumento de la producción se debió al cambio de bombas hidráulicas por electrosumegibles y la incorporación y puesta en marcha de los nuevos taladros CPV-16 y el CPV-23, además, de la reincorporación del PDV-79.

Construcción del Complejo Refinador y Petroquímico Eloy Alfaro, con una capacidad de 300 MBD, de conversión profunda, que permitirá suplir el mercado interno de Ecuador y exportar hacia otros países de la región

Durante el año 2012, PDVSA Ecuador S.A. y EP Petroecuador, a través de la empresa mixta Refinería del Pacífico CEM, (PDVSA Ecuador, S.A. 49% y EP Petroecuador 51%) continuaron con el desarrollo del proyecto Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico Eloy Alfaro Delgado, con capacidad de 300 MBD, que permitirá posicionar a PDVSA, como refinador líder en la región suramericana.

Optimización de la planta de lubricantes de PDV Ecuador. Convenio de Intercambio de Crudo por Productos, en sinergia con PDVSA Petróleo, S.A.

A través del Convenio de intercambio de crudo ecuatoriano por productos, durante el año 2012 se comercializaron 8 MBD, lográndose con este acuerdo una optimización de costos y fletes, así como la materialización de la diversificación de los mercados.





REGIÓN SUR

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



PDVSA ARGENTINA, S.A.

Estrategia a Desarrollar

Logros

Impulso al desarrollo de negocios relacionados con la producción de hidrocarburos en Argentina y en Venezuela en sinergia con CVP. Instalación de una planta de regasificación de GNL en la región de Punta Alta en función del mercado local de gas y el acceso a los gasoductos de la región.

A través de la empresa mixta Enarsa-PDV, S.A. (PDVSA Argentina, S.A. 60% y ENARSA 40%) se completó la ingeniería básica del gasoducto, en los tramos 1 y 2 y tramo marítimo, asociada al cambio de alcance en el punto de inyección con el gasoducto nacional. Asimismo, se entregó la ingeniería básica del terminal portuario, previendo poder ubicar hasta tres buques para el almacenamiento de GNL. Por otro lado, en el año 2012, en el marco del Convenio Integral de Cooperación, se le suministró a las empresas argentinas Enarsa y Cammesa, un volumen de 25,6 MBD de gasoil y Fuel Oil.

Asociaciones estratégicas con mini-refinadores de la región en áreas cercanas a la producción de crudo para el mercado interno en complemento a los volúmenes de combustibles PDV®

Con relación a la nueva flota para la empresa mixta Fluvialba Internacional Ltd (PDVSA Argentina, S.A. y Fluviomar), que busca crear un canal fluvial de comercialización de productos PDV entre países de la región (Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay y Uruguay). Se acordó la construcción de dos nuevas barcazas de 3500 m³ con la empresa astillera Tandanor, que se sumarán a las 16 barcazas tipo gabarras de almacenamiento, de las cuales, las dos primeras serán construidas por el Astillero y Taller Naval Astana, S.A.

Adquisición de capacidad de almacenamiento estratégico y logística para el transporte y distribución de los combustibles a distribuidores y/o estaciones de servicio al detal a través de la red Petrolera del Cono Sur, S.A. (PCSA)

Durante el año 2012 se finalizó la fase de visualización para un módulo de 20 MBD, expandible a 40 MBD (100% PDVSA) que estará ubicada en Campana, en la Provincia de Buenos Aires, así como la ingeniería conceptual de la refinería fase I y II, que producirá diesel, naftas y otros productos que, y que servirá para apoyar al desarrollo integrado de la cadena petroquímica y el almacenamiento de crudos y productos.

Posicionamiento de la marca PDV® en la región a través de PCSA supliendo a las 110 estaciones de servicio de SOL y las nuevas adquisiciones y abanderamiento de estaciones de servicio PDV®

En cuanto a las estaciones de servicio, al cierre del año 2012, fueron abanderadas 43 estaciones de las 111 estaciones de servicio SOL y futuras estaciones de servicio PDV en Argentina. Adicionalmente, se avanzó en la remodelación y adecuación de la estación de almacenaje ubicada en Dock Sud.





PDVSA BRASIL, LTDA

Estrategia a Desarrollar

Logros

Construcción de la Refinería Abreu e Lima en Pernambuco, Brasil

PDVSA Do Brasil, Ltda. ha orientando sus esfuerzos en cumplir con los aspectos financieros para formalizar su incorporación al proyecto de la construcción de la Refinería Abreu e Lima y respaldar su correspondiente cuota. Una vez formalizada la participación de PDVSA Do Brasil, Ltda., la empresa mixta, tendrá una participación accionaria de 60% de PETROBRAS y 40% de PDVSA Do Brasil, Ltda. La refinería tendrá una capacidad de procesamiento de 230 MBD de crudo donde 50% será crudo Carabobo 16 o equivalente, proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco y 50% será crudo Marlim 16 proveniente de la Bahía de Santos de Brasil.

Mejoramiento de las facilidades de almacenamiento en Porto Vehlo. Desarrollo de una infraestructura de almacenamiento y logística en el Norte y Noreste de Brasil

Las actividades de comercio y distribución que se desarrollan en Brasil, se llevan a cabo a través de PDVSA Combustiveis e Lubrificantes Ltda. con el apoyo de PDVSA América, S.A. Durante el año 2012, PDVSA América, S.A. adelantó las gestiones conducentes para la integración de PDVSA Combustiveis e Lubrificantes Ltda. a su estructura.

Desarrollo de infraestructura para producción y envasado de lubricantes PDV®

En el marco de estas actividades se manufacturaron y envasaron 32 Mm3/mes de lubricantes PDV® en instalaciones de Brasil. Los lubricantes PDV® se venden en 22 de los 26 estados de Brasil y para el año 2011 la cifra de venta se incrementó en un 10% con respecto al año 2010, superando la meta planteada a corto plazo con un volumen de 270 MLts/mes.





PDVSA URUGUAY, S.A.

Estrategia a Desarrollar

Logros

Suministro de combustible bajo el Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas

El suministro de crudo a Uruguay, bajo el esquema del Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, se ubicó en 19.6 MBD, duplicando el suministro del año anterior. Por otra parte, se mantuvo el suministro de lubricantes PDV a la empresa Envidrio, correspondiente a su consumo anual de 8.511 L y a la empresa Noblekit con 27.264 L.

Potencial refinación local en asociación con Administración Nacional de Combustible, Alcoholes y Portland (ANCAP) optimizando y ampliando la Refinería La Teja. Desarrollo de capacidades de almacenamiento y logística, comercialización de combustibles y lubricantes PDV. Abanderamiento progresivo de estaciones de servicio en la región

Se avanzó en la visualización de un proyecto para adquirir o construir almacenaje y así aumentar la capacidad de PDVSA en la región. En este sentido, se realizó la estimación inicial de capacidad de la terminal de 1,15 MMB, para cubrir el 20% del mercado de importación en los próximos años.

Desarrollo del Complejo Alcoholes del Uruguay (ALUR) para biocombustibles y alimentos



PDVSA Uruguay S.A. conjuntamente con la empresa estatal uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) constituyeron en el año 2007 la empresa mixta Alcoholes de Uruguay S.A. (ALUR) con una participación accionaria de 10% y 90% respectivamente, para la producción conjunta de etanol, azúcar, biodiesel, energía eléctrica, alcohol potable y alimento animal en este complejo agroenergético y alimentario en tres polos del país: Norte Bella Unión, Litoral Paysandú y área metropolitana Montevideo-Canelones. La empresa mixta ALUR produce integralmente energía y alimentos en un marco social, económico y ambientalmente sustentable, integrando por completo la cadena de valor del mercado de biocombustibles en Uruguay. En el año 2012 la empresa mixta ALUR consiguió incrementar la facturación y la producción de la empresa.



PDVSA PARAGUAY, S.A.

Estrategia a Desarrollar

Logros

La estrategia en Paraguay consiste en apalancar el cambio de patrón energético a favor del ambiente. El portafolio de negocios y proyectos contempla la comercialización de combustibles y lubricantes venezolanos en sinergia con la filial PDVSA Petróleo, S.A. y el desarrollo de capacidad local de almacenamiento y logística

Durante este año se le suministró 1,1 MBD.

PETROCARIBE



Desde su firma en el año 2005, el Acuerdo PETROCARIBE ha sido el marco referencial para la constitución de 13 Empresas Mixtas en nueve países miembros de la iniciativa, lo que representa una de las herramientas fundamentales para avanzar en la construcción de un sistema económico regional justo y equitativo. Las accionistas de estos entes binacionales son los gobiernos, que en algunos casos han tenido que adecuar sus marcos institucionales para facilitar tanto las negociaciones iniciales como las transacciones subsiguientes.

La constitución de empresas mixtas entre PDVSA y las petroleras estatales de ocho países integrantes de la iniciativa, se llevan a cabo inversiones conjuntas para el desarrollo de infraestructura de refinación, almacenamiento y despacho de combustible.

Entre estas obras se encuentran la Planta de llenado de Gas Licuado de Crudo (GLP), en operaciones desde febrero de 2007 en San Vicente y las Granadinas, la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustible inaugurada en Dominica en junio de 2009, así como la Refinería “Camilo Cienfuegos”, reactivada en Cuba, en operaciones desde diciembre de 2007 con una capacidad de producción de 67.000 barriles diarios. También deben ser mencionados los proyectos de generación eléctrica que se desarrollan en Nicaragua, Haití, Antigua y Barbuda, Dominica y San Cristóbal y Nieves.

Al cierre de 2012, este importante mecanismo de cooperación e integración cuenta con 18 naciones signatarias:



ANTIGUA Y BARBUDA



HONDURAS



BAHAMAS



JAMAICA



BELICE



NICARAGUA



CUBA



REPÚBLICA DOMINICANA



DOMINICA



SAN CRISTÓBAL Y NIEVES



GRENADA



SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS



GUATEMALA



SANTA LUCÍA



GUYANA



SURINAM



HAITÍ



VENEZUELA

PDV CARIBE, S.A.



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

- Apoyar la planificación, organización y desarrollo conjunto de capacidades de transporte, recepción, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, a través de un suministro directo, seguro y confiable para los países caribeños y centroamericanos, con el fin de impulsar su desarrollo sustentable.
- Promover proyectos de infraestructura que coadyuven al manejo soberano de la energía en el Caribe y Centroamérica, en función del bienestar colectivo y mejora de la calidad de vida de los pueblos.
- Coordinar la ejecución de proyectos sociales en los países miembros, con el financiamiento del Fondo Alba Caribe.
- Impulsar la cooperación tecnológica, capacitación técnica y actividades relacionadas con el ahorro de energía eléctrica y la utilización de fuentes alternativas, para impulsar el uso más limpio, racional y eficiente de las energías convencionales y renovables.
- Materializar la realización de contratos de suministro, constitución de Empresas Mixtas y demás actividades operativas asociadas a la ejecución del Acuerdo PETROCARIBE.
- Coordinar el transporte requerido para el cumplimiento de los compromisos contraídos, a través de PDV Marina y/o Transalba, compañía naviera que apoya la operatividad de PETROCARIBE.

EMPRESAS MIXTAS



Las Empresas Mixtas se afianzan como mecanismo para las inversiones en infraestructura requeridas por los países signatarios del acuerdo, dándole viabilidad a la transferencia tecnológica y al desarrollo socioproductivo.

Al cierre de 2012 el Acuerdo PETROCARIBE cuenta con una filial en la República de Cuba, PDVSA Cuba, S.A., y un total de 13 empresas mixtas en nueve países miembros, así como una en El Salvador, país en proceso de integración.

TABLA | EMPRESAS MIXTAS BAJO EL ACUERDO PETROCARIBE

País	Empresa Mixta
Antigua y Barbuda	<i>Continúan las acciones para la conformación de la Empresa Mixta</i>
Belice	<ul style="list-style-type: none"> • ALBA PETROCARIBE BELIZE ENERGY LIMITED (PDV Caribe 55% y Belize Petroleum and Energy Limited 45%)
Cuba	<ul style="list-style-type: none"> • CUVENPETROL, S.A.- (Comercial Cupet, S.A. 51% y PDVSA Cuba, S.A. 49%) • TRANSPORTES DEL ALBA-TRANSALBA (PDVSA Cuba, S.A. 49% e Internacional Marítima, S.A. 51%) • TROCANA WORLD INC. (PDVSA Cuba, S.A. 50% y Wagoneer Internacional Ltd. 50%) • TOVASE DEVELOPMENT
Dominica	<ul style="list-style-type: none"> • PDV CARIBE DOMINICA LIMITED (PDV Caribe 55% y Dominica National Petroleum Company Ltd. 45%)
Grenada	<ul style="list-style-type: none"> • PDV GRENADA LIMITED (PDV Caribe, S.A. 55% y PETROCARIBE Grenada 45%)
Jamaica	<ul style="list-style-type: none"> • PETROJAM LIMITED (Petroleum Corporation Of Jamaica 51% y PDV Caribe 49%)
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • ALBA NICARAGUA , S.A. ALBANISA (PDV Caribe, S.A 51% y PETRONIC 49%)
República Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> • REFIDOMSA (estado dominicano 51% y PDV Caribe, S.A. 49%)
San Cristóbal y Nieves	<ul style="list-style-type: none"> • PDV ST. KITTS NEVIS LTD. (PDV Caribe, S.A. 55%) y St. Kitts Nevis Energy Company Ltd. 45%)
San Vicente y Las Granadinas	<ul style="list-style-type: none"> • PDV SAINT VINCENT AND THE GRENADINES LIMITED (PDV Caribe, S.A. 55% y PETROCARIBE St. Vincent and The Grenadines SVG Ltd. 45%)
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> • ALBA CRUDOS DE EL SALVADOR ALBAPES (PDV Caribe, S.A. 60% y la Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador ENEPASA 40%)
Haití	<ul style="list-style-type: none"> • SOCIETE D'INVESTISSEMENT PETION-BOLIVAR S.A.M. (Petión-Bolívar) (PDV CARIBE 45% y del estado haitiano 55%)
Guyana	<i>Continúan las acciones para la conformación de la Empresa Mixta</i>

.....
Como logros alcanzados durante 2012 se pueden destacar:

- Suministro promedio de 111 MBD de crudo y productos a Antigua y Barbuda, Belice, Dominica, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y Las Granadinas y Surinam.
- Incremento de 76% en 2012 con respecto al monto de los productos recibidos en el año 2011 (868 MMUS\$ de 2012 vs. 493 MMUS\$ de 2011), por concepto de la compensación comercial realizada como parte del pago de su factura energética de los países
- adscritos a los Acuerdos ALBA y PETROCARIBE, principalmente países como Guyana, Nicaragua y República Dominicana. Entre ellos destaca Nicaragua con 92% de incremento del intercambio con relación a 2011 (713 MMUS\$ de 2012 vs. 372 MMUS\$ de 2011).
- En cuanto al aporte social derivado de la creación y operación de los Fondos ALBA Caribe (FAC) y ALBA Alimentos, así como de las actividades de las empresas mixtas, se han ejecutado proyectos en las áreas de salud, alimentación, educación, vialidad, acceso al agua potable y vivienda, entre otros.
- Como parte de la gestión social del año 2012, se completo una investigación en materia de políticas de sustitución de combustibles sólidos y dotación de tecnologías mejoradas de uso final, útil para la formulación de proyectos en la dirección de potenciar el impacto social del acceso a la energía y facilitar la eliminación de la pobreza y el ejercicio de derechos en la región PETROCARIBE.

TABLA | PRODUCTOS RECIBIDOS POR VENEZUELA COMO COMPENSACIÓN DE LA FACTURA PETROLERA

País	Producto	Unidades	Cantidad recibida		% Variación
			2011	2012	2011 vs. 2012
<i>Guyana</i>					
	Arroz Blanco	TM	46.700	66.143	42
	Arroz Paddy	TM	121.209	146.141	21
<i>Nicaragua</i>					
	Aceite	TM	15.280	27.128	78
	Azúcar	TM	42.440	187.014	341
	Café	TM	28.822	90.090	213
	Caraotas	TM	9.760	14.480	48
	Carne	TM	33.677	39.400	17
	Leche UHT	TM	15.024	25.774	72
	Leche UHT Saborizada	TM	-	1.137	Nuevo
	Leche Descremada	TM	-	1.066	Nuevo
	Lomo de Atún	TM	-	135	Nuevo
	Aceite de Palma	TM	15.630	5.427	(65)
	Stabilak	TM	-	1	42
	Arroz Paddy	TM	-	103.415	Nuevo
	Semillas Caraotas	TM	25	1.322	5.188
	Novillos	UND	13.778	21.362	55
	Pantalones	UND	19.397	-	(100)
	Vaquillas	UND	2.631	750	(71)
<i>República Dominicana</i>					
	Azúcar Líquida	TM	5.275	5.142	(3)
	Caraotas	TM	1.795	-	(100)
	Pastas Alimenticias	TM	8.278	10.854	31
Total General		TM	343.916	724.668	111
		UND	35.806	22.112	(38)

ANTIGUA Y BARBUDA



En el año 2012 continuaron las acciones orientadas a la conformación de una empresa mixta, acordándose que el Gobierno de Antigua y Barbuda cederá el 40% de las acciones de su propiedad de la empresa

West Indies Company (WIOC), transformándose así en una empresa mixta con la participación de PDV CARIBE. Actualmente, las operaciones de suministro a este país caribeño en 2012 fueron en promedio de 1,3 MBD.

BELICE

En el año 2012 se reiniciaron las actividades regulares de suministro de hidrocarburos a Belice. La empresa mixta ALBA PETROCARIBE Belize Energy

Limited suscribió un contrato de suministro con la empresa Trafigura, la cual asegura la sustentabilidad de la misma. En este sentido, se acordó establecer

un Plan de Negocios que incluye proyectos socio productivos que apalancan el desarrollo integral del pueblo beliceño, al cierre de 2012 se han enviado un total de 0,8 MMBls.

CUBA

A través de PDVSA Cuba, S.A. se continuó con el Proyecto Exploratorio en Aguas ultra profundas, las actividades de perforación exploratoria con la plataforma SCARABEO-9 se iniciaron en Agosto de 2012

y se culminó el primer pozo exploratorio, el CSA-1X resultando no prospectivo, no obstante se considera esto un hito para la industria por ser la primera perforación bajo la coordinación de PDVSA de un pozo con estas

características. El suministro de crudo y productos se efectúa a través del Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela suscrito en el año 2000. En el año 2012 el suministro de crudo y productos fue de 91,1 MBD.

DOMINICA

Continuaron las operaciones de almacenamiento y distribución en la planta Wai'tukubuli inaugurada en el 2009, con capacidad de 39 MBls. Actualmente, tiene un promedio de ventas mensual de 12.500 Bls. En el año 2012 se envió un promedio de 0,4 MBD de productos.

Como parte de sus operaciones se finalizó la instalación de 29 tanques de gasolina y diesel en las áreas de Marigot, Scottshead, Fond St.Jean, Roseau y San-Sauvuer; distribuido en organizaciones públicas y privadas, cuyo objetivo es asegurar el acceso

del combustible a estos sectores, bajo condiciones de precios razonables a los consumidores, y apalancar las actividades que contribuyen a la sustentabilidad de la empresa mixta.

Adicionalmente, se tiene en operación cinco estaciones de servicio de gasolina construidas, que suministran combustibles a las comunidades de pescadores distribuidas a nivel nacional, cada una de ellas con capacidad de 1.000 galones imperiales (4.500 litros c/u), con la finalidad de promover el desarrollo económico del

sector y beneficiar a 400 familias. Actualmente, están en proceso de construcción las estaciones de servicios correspondientes a las comunidades de Anse de Mai, Dublanc y Layout and Mahuat.

En el marco del apoyo al plan gubernamental de conectar las regiones al sur del país, se contribuyó para la continuación de la segunda fase de la construcción de la vía entre Rosalie y Petit Sufriere, con una longitud total de 4,6 km.

GRENADA

Como parte de la ejecución del proyecto de la planta de almacenamiento y distribución de combustibles, que entró en operación el Tanque de Almacenamiento de 18 MBls de diesel, destinado a incrementar la flexibilidad operacional y seguridad energética, otorgándole autonomía, en el suministro de combustible, para un mes de operación a la

planta local de energía eléctrica GRENLEC, ubicado en el área de Queen's Park, Grenada. Con esta inversión se logró incrementar la capacidad total disponible para la Planta en un 44% (58,5 MBls actuales vs. 40,5 MBls originales). De igual manera, se sustituyó el sistema multiboyas haciendo más seguras las operaciones marítimas de descarga de combustible. En



este mismo orden la empresa mixta adquirió los equipos necesarios de control de derrames tanto en tierra como en agua, así como

de todos los implementos para el control de incendios y proveyó al Real Cuerpo de Bomberos de Grenada de trajes contra

incendios. Durante el año 2012, se envió a este país un promedio de 0,8 MBD de productos.

JAMAICA

Las operaciones de refinación de crudo venezolano continuaron en 2012 para satisfacer la demanda del mercado interno, al cierre del año se han enviado 25,9 MBD en productos. Durante el año 2012 se trabajó en un proyecto alternativo para la expansión de la refinería. A corto plazo se espera seleccionar la alternativa más viable para la optimización de las operaciones de la refinería, por otro lado, el Fondo de Desarrollo PETROCARIBE (PETROCARIBE Development Fund) de Jamaica, ha financiado 29 proyectos de los cuales 14 han concluido y 15 se encuentran en ejecución, destacándose la alianza, con el Fondo de Inversión Social de Jamaica –JSIF- para la ejecución de proyectos directamente vinculadas a las comunidades en las áreas de: educación, capacitación, empleo juvenil, sanidad y



desarrollo social en general. El trabajo conjunto con esta organización ha permitido llegar a 728 comunidades seleccionadas

entre las más pobres del país, recibiendo el aporte comunitario a través de trabajo colectivo y cesión de terrenos para proyectos.

NICARAGUA

A través de las gestiones de la empresa Albalinisa, filial Albanisa, se incrementó en 92% el intercambio comercial, a través del mecanismo de compensación de la factura petrolera, con respecto al año 2011. Se recibieron productos nuevos, tales como: leche UHT saborizada, leche descremada, lomo de atún y arroz paddy, además de los productos habituales: aceite, azúcar, café, stabilak (activador enzimático utilizado para mantener la calidad de la leche cruda y fresca para

consumo humano), caraotas, carne de ganado bovino deshuesada, leche UHT, semillas de caraotas, novillos y vaquillas. (Ver tabla de Productos recibidos por Venezuela)

Durante el año 2012 se destacó la plena operación de once plantas de generación eléctrica, a través de la empresa mixta Albanisa, que totalizan 291,2 MW, que coadyuvan al objetivo propuesto de disminuir el déficit energético del país. Asimismo, con el desarrollo del Complejo Industrial

El Supremo Sueño de Bolívar (CIESSB), este país contará con una planta de almacenamiento de 1.080 MBls de capacidad (en la Primera Fase) y una refinería en fase inicial de 100 MBD (Segunda Fase) para satisfacer la demanda interna de productos. En el año 2012 se suministraron 27,5 MBD de crudo y productos.

REPÚBLICA DOMINICANA

En 2012 mantuvo sus operaciones de refinación para la satisfacción de las necesidades del mercado interno, adicionalmente se avanzó en la política de reducción de costos, con el concepto de

austeridad y ahorro, sin afectar la operatividad y mantenimiento de la empresa. Por otro lado se enviaron un promedio de 26,9 MBD de crudo y productos, y bajo el esquema de compensación de la factura

petrolera se produjo un intercambio comercial correspondiente a pastas alimenticias y azúcar líquida (fructosa). (Ver tabla de Productos recibidos por Venezuela).

SAN CRISTÓBAL Y NIEVES

En el año 2012 continuaron las operaciones de suministro de combustibles enviándose un promedio de 0,9 MBD de productos. La empresa mixta adquirió en febrero de este año ocho isotanques para asfalto, de cara a apoyar en el proyecto de mejoramiento de las carreteras, muy especialmente en la zona sur de la isla, donde existe un potencial económico por su interés turístico. En este periodo, la empresa mixta prestó apoyo al Gobierno de este país para la adquisición de equipos de asfaltado, asimismo se procedió a revisar los contratos de suministros con los distribuidores, lográndose su renegociación en condiciones más favorables, mejorando la sustentabilidad.



SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS

Continuaron las actividades de suministro de combustibles, totalizándose un envío promediado de 0,5 MBD. Actualmente se encuentra en operación la

planta de llenado de cilindros de GLP con capacidad de 20.000 bombonas/mes, asimismo se avanzó en la construcción de la planta de almacenamiento y

distribución de combustibles con capacidad de 34 MBIs, con la finalidad de aumentar la seguridad energética del país.

EL SALVADOR

Aun cuando El Salvador se encuentra en proceso de integración, se llevan a cabo operaciones de suministro, mediante un acuerdo especial similar a PETROCARIBE por medio del cual se suministraron 12,7 MBD de crudo y productos. Cabe resaltar que ya se encuentran en operación 30 Estaciones de Servicio “ALBA Crudos” de El

Salvador, 10 estaciones propias y 20 estaciones de terceros abanderadas; al mismo tiempo en el marco de la gestión social de la EEMM se ha coordinado la ejecución de 25 proyectos, que impactaron en las áreas de vialidad, infraestructura educativa, deporte, electrificación, urbanismo, salud y alimentación para contribuir en la erradicación de la pobreza y la

exclusión social. A su vez, para garantizar el abastecimiento de alimentos de calidad y a precio justo, la empresa ALBAPES apoyó la constitución de la empresa ALBA ALIMENTOS DE EL SALVADOR.

HAITÍ



En mayo de 2012 se constituyó la empresa mixta SOCIETE D'INVESTISSEMENT PETION-BOLIVAR S.A.M. (Petión-Bolívar). Durante el año 2012 se mantuvo el suministro a esta nación caribeña con un envío de 14,2 MBD.

Como apoyo al área socioproductivo se continuó con el proyecto de intensificación de la producción de arroz en el Valle del Artibonite, zona central del país, ejecutado mediante el Fondo ALBA Alimentos y la coordinación directa de PDV CARIBE, S.A., con el apoyo

del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras de Venezuela y la Organización para el Desarrollo del Valle del Artibonite (ODVA) de Haití. Como resultado se ha logrado un incremento de 74% en el rendimiento de la capacidad de producción por hectárea, de 4,7 Tm/ha en 2012 vs. 2,7 Tm/ha en 2009. Registrándose rendimientos puntuales de hasta 8 Tm/ha. En el año 2012 se cosecharon un total de 7.450 toneladas de arroz, igualmente se ha dado inicio a la sincronización de actividades agrícolas.

Se culminó la construcción de cinco Centros Comunitarios de Molinado de arroz en la región del Valle del Artibonite, con capacidad de procesar 13,4 toneladas métricas por día (Tmd).

Como parte de las actividades sociales de apoyo comunitario en la zona del Valle del Artibonite, durante el año se suministraron 11,5 Tm de alimentos a la Casa de Abrigo El Shaddaÿ de la localidad de Desdunes, beneficiando a más de 140 niñas y niños, y adicionalmente, se llevaron a cabo un total de cuatro Jornadas de Atención Médica Integral en la zona.

Se realizaron jornadas de atención médica y nutricional en la Casa de Abrigo El Shaddaÿ de Desdunes, con el apoyo de la brigada médica cubana, actividad con la cual se beneficiaron 147 niños y niñas.

Por otra parte, bajo el programa de suministro de combustible humanitario a centros de salud, laboratorios y hospitales, durante el año 2012 se entregó 540.965 litros, este apoyo se brinda en el marco del acuerdo con la Organización Panamericana de la Salud (OPS), la Organización Mundial de la Salud (OMS) y el gobierno haitiano. Este combustible es destinado a asegurar el transporte de los vehículos usados por estas organizaciones y la generación de electricidad en dichos centros de salud.

De igual manera la Comisión de Alto Nivel Haití-Venezuela constituyó el Comité Guía Binacional integrado por representantes de ambos gobiernos que estará a cargo de evaluar y aprobar/negar las propuestas de proyectos y acciones de cooperación, previa evaluación técnica y financiera de entes especializados.

GUYANA

Continúan las gestiones para la conformación de la empresa mixta y durante el año se suministró un promedio de 6,9 MBD de

productos. El intercambio comercial con esta nación avanzó y reportó un incremento de 33% con respecto al total del año 2011,

mediante la recepción de arroz paddy y arroz blanco. (Ver tabla de Productos recibidos por Venezuela)

SURINAM

En el año 2012 se inició de manera regular las operaciones

de suministro de combustible en Surinam, luego de su incorporación

plena al Acuerdo PETROCARIBE, enviándose un total de 2,2 MBD.

ACUERDOS DE SUMINISTRO

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



ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS (ACEC)

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

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

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las características y el consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo de hasta 15 años, un periodo de gracia de hasta 1 año y medio, y una tasa de interés anual de 2%. Este convenio establece que su aplicación será exclusivamente para los entes públicos avalados por el Estado y el país con el cual se suscriba. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. Los pagos de intereses y la amortización de capital podrán realizarse a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por el Estado.

CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN (CIC)

Integrado por los siguientes convenios firmados por la República Bolivariana de Venezuela:

- Convenio suscrito con la República de Cuba que establece la venta de crudo por parte de la República Bolivariana de Venezuela, hasta 98 MBD, bajo el esquema de financiamiento mixto de corto y largo plazo.
- Convenio firmado con la República Argentina el 6 de abril de 2004, que originalmente establecía el suministro anual de combustible hasta 21,9 MBD de fuel oil y de 2,7 MBD de gasoil; durante el año 2008 se incrementa la cuota hasta 27 MBD de fuel oil y 8 MBD de gasoil, manteniéndose igual hasta la fecha.

A continuación las cifras de los Acuerdos de cooperación para el año 2012:

TABLA | ACUERDOS DE COOPERACIÓN

Detalle por país de destino (MBD)	2012		2011	
	Cuota	Suministro	Cuota	Suministro
<i>PETROCARIBE</i>				
Antigua y Barbuda	4,4	1,3	4,4	0,6
Belice	4,0	0,8	4,0	-
Dominica	1,0	0,4	1,0	0,3
El Salvador	7,0	12,7	7,0	7,2
Grenada	1,0	0,8	1,0	0,1
Guatemala	20,0	-	20,0	-
Guyana	5,2	6,9	5,2	3,9
Haití ¹	14,0	14,2	14,0	13,8
Honduras	20,0	-	20,0	-
Jamaica	23,5	25,9	23,5	24,4
Nicaragua ¹	27,0	27,5	27,0	16,6
República Dominicana	30,0	26,9	30,0	26,5
San Cristóbal y Nieves	1,2	0,9	1,2	0,9
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,5	1,0	0,3
Surinam	10,0	2,2	10,0	-
<i>Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas</i>				
Bolivia ¹	11,5	8,3	11,5	10,8
Paraguay	18,6	1,1	25,0	7,5
Uruguay	43,8	19,6	43,8	9,7
<i>Convenio Integral de Cooperación</i>				
Argentina	35,5	25,6	35,5	24,6
Cuba	98,0	91,1	98,0	96,3

¹ Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA



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**



FILIALES NO PETROLERAS



PDVSA AGRÍCOLA, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 2007 y tiene como propósito impulsar el desarrollo agrícola e industrial de las zonas rurales del país, ubicadas específicamente en los estados: Barinas, Portuguesa, Trujillo, Cojedes, Apure, Mérida, Guárico, Monagas y Anzoátegui; las cuales representa el área de influencia de la Filial y han sido seleccionadas por su potencial agrícola para la puesta en marcha de proyectos estratégicos orientados a la producción de etanol y la producción de alimentos.

Para lograr la integración y consolidación de los proyectos estratégicos propuestos, PDVSA Agrícola dentro de su Plan Socialista de Negocios plantea la conformación de una cadena productiva integral, que articula todos los procesos productivos contemplando:

EL DESARROLLO AGRÍCOLA

Contempla la producción de rubros alimenticios de alto consumo, tales como: cereales, leguminosas, frutales, pollo, pescado, carne de cerdo, carne de res, leche, queso, entre otros; los cuales serán destinados a cubrir parte de la demanda de alimentos a nivel nacional, con el propósito de contribuir al logro de la seguridad alimentaria.

EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Comprende la producción de etanol y almidones destinados a cubrir los requerimientos de la industria petrolera, además de la producción de gel concentrado de sábila, fertilizantes, abonos, semillas, alimentos balanceados para animales y electricidad.

DESARROLLO DE CONVENIOS, CONTRATOS Y ALIANZAS ESTRATÉGICAS.

Para el desarrollo de los proyectos estratégicos propuestos, PDVSA Agrícola ha realizado convenios, contratos y alianzas estratégicas con entes públicos y privados Internacionales y Nacionales, de alta competencia en el desarrollo agroindustrial.

ALIANZAS Y CONVENIOS INTERNACIONALES

A continuación se presenta el avance obtenido en cuanto a las alianzas y convenios que PDVSA Agrícola ha establecido con entes de otros países, para la ejecución de los proyectos estratégicos en marcha. Esta información ha sido clasificada según las áreas de desarrollo de la filial: Desarrollo Industrial, Desarrollo Agrícola y Producción animal.

DESARROLLO INDUSTRIAL

- Se finalizó contrato con la Empresa Constructora ALBA Bolivariana, C.A. en cuanto a las plantas de etanol, Convenio Cuba-Venezuela.
- Avance en el desarrollo de la ingeniería de los CADCA del Primer escalón (Trujillo I, Portuguesa, Cojedes y Barinas) Convenio Cuba-Venezuela, Empresa Exportadora de la Agroindustria Azucarera (Azutecnia).
- Desarrollo del Contrato con la empresa brasilera ODEBRECHT, en la ejecución de las obras en CADCA del Primer escalón (Trujillo I, Portuguesa, Cojedes y Barinas).

DESARROLLO AGRÍCOLA

- Convenio Argentina-Venezuela con la empresa PARAMÉRICA para la capacitación técnica y transferencia de tecnología.

PRODUCCIÓN ANIMAL

- Contrato Marco entre PDVSA Agrícola, S.A. y Granja Tres Arroyos, S.A. Culminación de ingenierías: Granjas para pollos de engorde, para cría y producción de huevos fértiles, Planta de Incubación, Planta ABA para pollos de engorde,

Planta ABA para reproductoras. Avance en recepción de procura y en construcción.

- Convenio Internacional entre PDVSA Agrícola y la empresa española HOTZ BERRI S. L. para el suministro, instalación y puesta en marcha del Complejo Integral Porcino Socialista Barinas (CIPOS). Durante el año 2012, se inició la construcción de una Granja Reproductora de 2.500 madres, Cuatro Granja de Engordes, Una Planta de ABA, Galpones de Almacenamiento y Complejo Cárnico con un avance del 35% total del proyecto.

ALIANZAS Y CONVENIOS NACIONALES

En el entorno nacional PDVSA Agrícola ha establecido convenios y alianzas estratégicas con instituciones del Estado, empresas privadas y universidades asociadas a la producción de alimentos, a la producción agrícola vegetal y animal, al desarrollo ambiental y al monitoreo de los parámetros ligados a los factores meteorológicos.

- Convenio marco con el Instituto Nacional de Investigaciones Agrícolas (INIA) del MPPAT para la obtención y selección de cultivares (variedades) de caña de azúcar.
- Contrato de servicio con Fundación para el Desarrollo de la Ciencia y Tecnología Agrícola (FUNDAGRI).
- Convenios de marco de Cooperación Tecnológica entre la Sociedad Mercantil PDVSA Agrícola y la Fundación para el Desarrollo del Vicerrectorado de Producción Agrícola de la Universidad Experimental de los Llanos Ezequiel Zamora. (FUNDAUNELLEZ VPA).
- Convenio marco de Cooperación Tecnológica entre la Sociedad Mercantil PDVSA Agrícola, S.A. y la Universidad de los Andes, orientado a la ejecución de proyectos.

PDVSA INDUSTRIAL, S.A.



Constituida en el año 2007 con el propósito de efectuar actividades de servicios y acompañamiento técnico en la construcción de equipos, bienes y materiales industriales requeridos para el desarrollo de la industria petrolera. Asimismo, la filial podrá realizar en la República Bolivariana de Venezuela o en el exterior, las actividades de producción de servicios que conlleven a la construcción de equipos petroleros; además de proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario en organización, formación, capacitación, bienes, infraestructura social y socioproductivo.

PDVSA SERVICIOS, S.A.



Esta filial fue constituida en el año 2007 con el objetivo general de garantizar los servicios de ingeniería especializada en las áreas de operaciones y mantenimiento de taladros, sísmica exploratoria y de producción, registros eléctricos y servicio direccional, fluidos de perforación y culminación, cementación y estimulación de pozos de crudo y gas, mediante la ejecución de las actividades de perforación, rehabilitación y servicios a pozos de crudo y gas, en armonía con el ambiente y con un alto sentido humanista. Asimismo, tiene la misión de proveer a nuestros clientes, Servicios Petroleros, Acuáticos y de Salud, mediante la aplicación de los exigentes estándares internacionales de calidad, con respuesta oportuna, contribuyendo con el desarrollo sustentable y sostenible del país, enmarcados en los criterios de Responsabilidad Social.

A través de las siguientes filiales cumplimos con nuestros objetivos estratégicos:

PDVSA SERVICIOS PETROLEROS, S.A.

Contribuye con los planes de producción y gas a través del suministro de equipos especializados para los procesos de perforación, rehabilitación y otros servicios a pozos que permitan el cumplimiento de los objetivos operacionales de PDVSA en el ámbito nacional e internacional.

Durante la gestión del año 2012, se reforzaron las acciones dirigidas al control y seguimiento del parque de Taladros y Cabilleros, utilizados para cubrir los requerimientos de la Corporación y los compromisos internacionales.

A fin de llevar a cabo estas estrategias a continuación se detalla la Distribución general de Taladros:

TABLA | BALANCE DE TALADROS DE PERFORACIÓN

AÑO 2011 VS. 2012

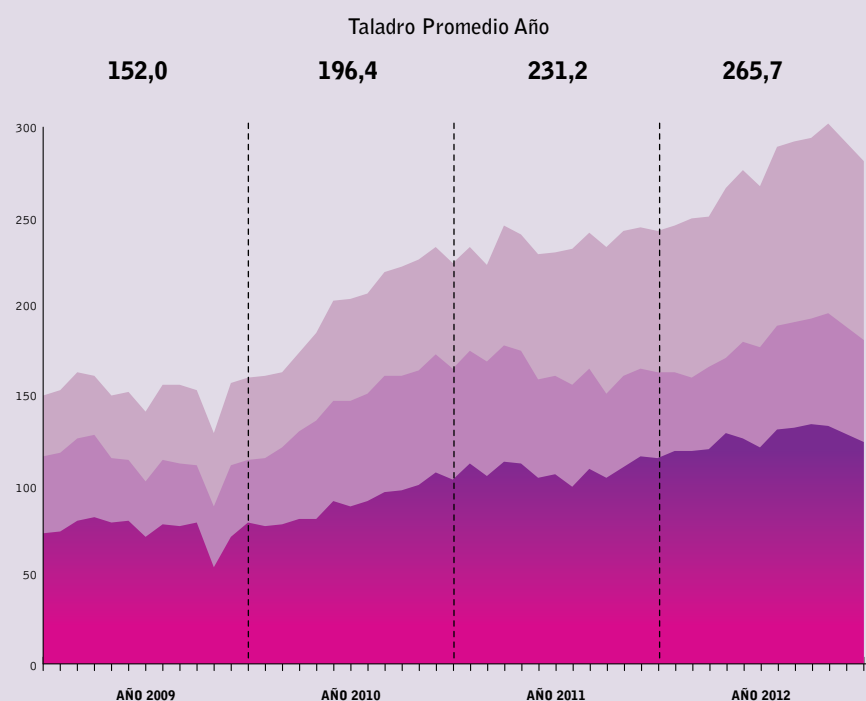
N° de Taladros Operativos	Año 2012			Año 2011		
	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL
Región Faja	90	104	194	33	98	131
Región Occidente	61	53	114	45	47	92
Región Oriente	25	42	67	17	42	59
Total Nacional	176	199	375	95	187	282
Cuba	-	-	-	-	-	-
Bolivia	1	-	1	-	-	-
Ecuador	5	-	5	3	-	3
Total Internacional	6	-	6	3	-	3
Total General	182	199	381	98	187	285

Se destaca que la relación de taladros propios vs. contratados, se incrementó de 34% del año 2011 a 48% del año 2012, alineado con la estrategia de lograr autonomía e independencia operacional mediante la incorporación de taladros al parque de equipos propios que permitan revertir la relación de taladros propios vs. contratados a una relación 70/30, en el mediano plazo, según la estrategia de plena soberanía.

Al cierre del año 2012, en el ámbito nacional se obtuvo cifra récord en taladros activos a final de período, hasta alcanzar 281 Taladros vs. 244 Taladros en el año 2011, distribuidos por actividad en: 124 en Perforación, 57 en Ra/Rc y 100 en Servicios.

GRÁFICO | TALADROS ACTIVOS A FIN DE PERIODO

AÑO 2011 VS. 2012



Taladros Activos Fin de Período	Enero - Diciembre			
	2009	2010	2011	2012
Perforación	71	107	116	124
RA-RC	40	66	49	57
Servicios	46	60	79	100
Total General	157	233	244	281

La disponibilidad de taladros obtenida en el 2012, permitió ejecutar un total de 11.862 trabajos a pozos, que representa un aumento de 4% con respecto al año 2011, así mismo se atendieron 11.204 trabajos de subsuelo para cubrir las propuestas recibidas de los Negocios asociados (Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción de Faja, Occidente y Oriente y PDVSA Gas), lo que representa un incremento de 13% con respecto a 9.882 trabajos de subsuelo realizados durante el año 2011.

ADQUISICIÓN DE TALADROS

Para el año 2012, PDVSA Servicios Petroleros, S.A. adquirió un total de 74 taladros con potencias entre 350 HP – 3000 HP a empresas fabricantes de taladros en la República Popular China, cifra récord en este tipo de negociaciones, enmarcados en la estrategia de incorporación de taladros propios al parque de equipos. Al cierre de año, arribaron al país 56 taladros (76%), nueve se encuentran navegando a puerto Venezolano y nueve están en puerto Chino y/o proceso de fabricación.

Así mismo, durante el año 2012, se incorporaron 78 taladros (dos para la República de Ecuador, 53 en la región Faja, 14 en Occidente y nueve en el Oriente del país). Con la incorporación y puesta en marcha de los nuevos taladros, se adquirieron 603 tráileres (región Faja 492, Occidente 48 y Oriente 63); contribuyendo con la continuidad operacional y una mejor calidad de vida para los trabajadores que laboran en los taladros propios, optimizando su rendimiento.

GRÁFICO | POZOS TRABAJADOS

2012 VS. 2011

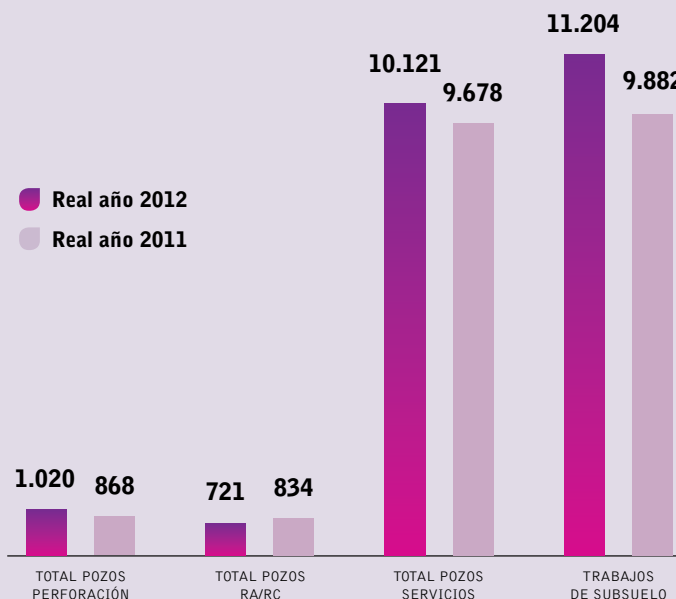
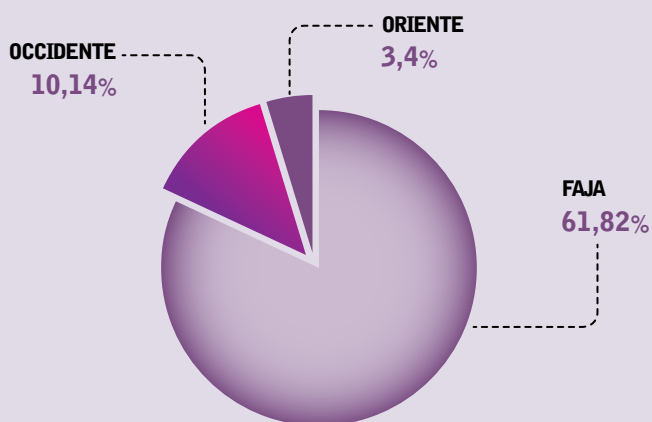


GRÁFICO | DISTRIBUCIÓN ADQUISICIÓN DE TALADROS CHINOS

ENE-DIC 2012



Adquisición de Taladros 2012 Potencia	Región			Total General
	Faja	Occidente	Oriente	
350 HP - 1500 HP	61	5	2	68
3000 HP	-	5	1	6
Total General	61	10	3	74

GEOFÍSICA Y GEODESIA

ADQUISICIÓN DE DATA SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL: Se culminaron tres proyectos y la consolidación de un total de adquisición de data sísmica 3D (terrestre) de 1.150,16 km² y data sísmica 2D (terrestre) de 154,07 km. Asimismo, se encuentran en progreso cuatro proyectos que se estiman finalicen durante el año 2013: Río Claro 10M 3D, El Destino 11M 3D, Huyapari 11M 3D 3C y Paex Mingo 3D.

TABLA | PROYECTOS DE ADQUISICIÓN DE SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL

ENE-DIC 2012

Cliente	Proyecto	2011	2012	Total Proyecto	Fechas	
		km / km ²	REAL	km / km ²	INICIO	FIN
Nacional	Barinas Este 3D	-	933,95	933,95	05-oct-11	10-ago-12
	El Vedero 10M 3D 3C	42,5	216,21	258,71	15-dic-10	07-jul-12
Internacional	Iñiguazu 2D	313	154,07	467,07	22-jul-11	16-abr-12
kms 2D Terrestres			154,07	467,07		
km² 3D Terrestres			1.150,16	1.192,66		

PROCESAMIENTO DE DATA SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL: Se culminaron siete proyectos y un total en procesamiento de data sísmica 2D de 1.674,0 km y 3D de 4.328,6 km². Actualmente se encuentran en progreso cinco proyectos que se estiman finalicen durante el año 2013.

TABLA | PROYECTOS DE PROCESAMIENTO DE SÍSMICA 2D Y 3D NACIONAL E INTERNACIONAL

2012

Proyecto	Alcance del Proyecto	2012			Fechas	
		km / km ²	km / km ²	N°Registros	INICIO	FIN
Nacional	Kaki Maualpa 98G 3D	94	94 km ²	5.072	12-mar-12	16-ago-12
	Dragon Norte 08G 3D	2.771	2.771 km ²	855.945	12-ene-11	31-oct-12
	Barinas Este 3D	934	- km ²	-	23-may-12	23-ene-13
	El Vedero 10M 3D3c Victoria Temprana 56,59 km ²	57	57 km ²	12.000	07-mar-12	16-jul-12
	El Vedero 10M 3D3c 252,4 km ²	252	- km ²	-	01-ago-12	01-sep-13
	El Lindero 10M 3D3c Sincor 97 3D3c	407	407 km ²	77.800	20-ene-11	06-dic-12
	Volumen Integrado Santa Bárbara 3D	1.793	- km ²	-	07-may-11	07-jun-13
	Volumen Integrado Jusepin Cotoperi 3D	616	- km ²	-	07-may-11	07-jun-13
	Internacional	Reprocesamiento Bolivia Iñau e Iñiguazu	1.200	1.200 km	31.000	06-may-11
Procesamiento Iñiguazu 10G 2D		474	474 km	18.742	25-nov-11	30-sep-12
Procesamiento Cuba Yucatán 2D Alta Resolución		1.000	- km	-	02-ene-12	28-feb-13
Procesamiento Cuba Yucatán 3D Alta Resolución		1.000	1.000 km ²	150.000	01-dic-11	30-jun-12
km 2D Procesados		1.674				
km² 3D Procesados		4.329				

Proyectos finalizados

CONFORMACIÓN DE EMPRESAS DE CAPITAL MIXTO (ECM)

En el año 2012, el portafolio de proyectos asciende a 32 casos de conformación de Empresas de Capital Mixto: seis en proceso de Visualización y Definición, 23 en Conceptualización y tres ya conformadas como ECM, de la cuales dos que actualmente están operando como el caso de Sísmica Bielovenzolana, S.A. y Servicios Venrus, S.A. y una por iniciar actividades que es el caso de Vencana Servicios Petroleros, S.A.

TABLA | ALCANCE INTERNACIONAL

Actividad Internacional	Avances
Acuerdo Interinstitucional en el sector energético suscrito el 23/01/2006, entre los Gobiernos de Bolivia y Venezuela	Se incorporaron mejoras al taladro PDV-08, con el fin de optimar su operatividad en la perforación del pozo exploratorio de alta complejidad geológica en el campo Timboy (TBY-X2).
	Se completó la elaboración de ingeniería básica de detalle del proyecto TIMBOY-X2, incluyendo las especificaciones técnicas de todos los servicios requeridos para la perforación del pozo TBY-X2.
	Se completó la elaboración de la Ingeniería Conceptual y Básica del pozo exploratorio asociado al Proyecto LQC-X1 (Lliquimuni Centro).
	Se completó la visualización del Plan de Perforación de pozos exploratorios hasta el 2017 con la Empresa Petroandina.
Alianzas para el crecimiento económico y social equilibrado entre la República de Cuba y la República Bolivariana de Venezuela	Culminado primer pozo exploratorio perforado en Aguas Ultra Profundas en la Zona Económica Exclusiva de Cuba (ZEE), perforado hasta una profundidad de 4.250 mts., el mismo presenta alta complejidad técnica operativa y de seguridad.
Acuerdo para la Instrumentación de la Cooperación en el Sector Energético entre el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería de la República Bolivariana de Venezuela y el Ministerio de Energía y Minas de la República del Ecuador	Se asignaron 3 taladros de perforación de 2000 HP, con tecnología de punta y personal especializado. Se han perforado 58 pozos direccionales con los cuales se generó 63,0 MBD de crudo y se crearon 180 empleos locales directos.
	Se incorporaron dos taladros de 2000 HP adicionales, fabricados en China durante el año 2011, para las operaciones de perforación de pozos de los Campos de la EP Petroecuador.
	Durante el año 2012, con los taladros activos se logró perforar un total de 20 pozos y se inició la perforación de cinco pozos más (actualmente en progreso).

PDVSA OPERACIONES ACUÁTICAS, S.A.

Es la filial encargada de garantizar el suministro de embarcaciones y servicios en apoyo a las actividades de producción de crudo y gas que ejecutan nuestros clientes (Exploración y Producción, Empresas Mixtas, Costa Afuera y Terceros) en los espacios acuáticos de las diferentes regiones operativas. Esta filial está conformada administrativa y operacionalmente en dos regiones:

Occidente y Oriente, estructuradas de forma independiente de acuerdo a sus funciones medulares.

Como parte de la gestión de la filial en la consecución de sus objetivos estratégicos, se señalan en líneas generales, los siguientes logros:

- Adquisición de 32 lanchas para la flota liviana: 6 lanchas para

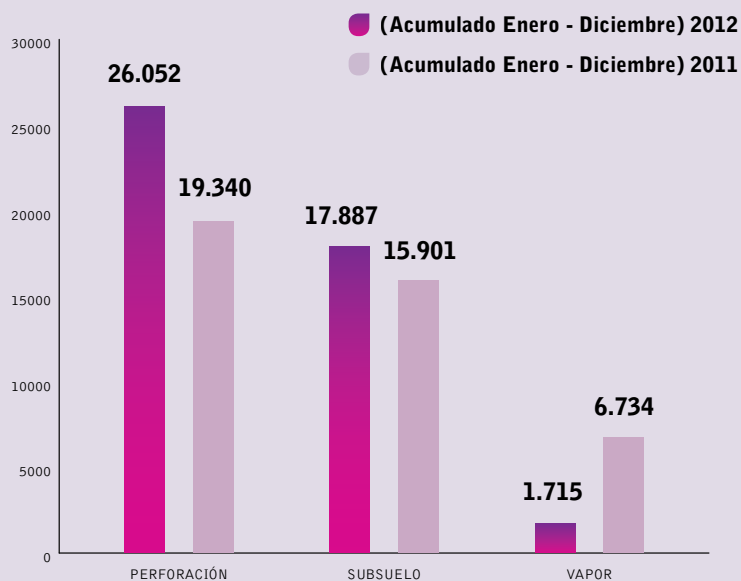
buceo, 14 lanchas para transporte de personal y 12 lanchas súper rápidas, para las actividades en el Lago de Maracaibo.

- Incorporación de la Gabarra Libertador autopropulsada y con posicionamiento dinámico, sistema operacional de alta tecnología y desempeño para el tendido, reparación y reemplazo

de secciones de líneas sub-lacustres, como parte del plan de modernización de la flota de Operaciones Acuáticas, con un rendimiento de 160% por encima de las gabarras convencionales.

- Aumento de 327 a 340 lanchas operativas Promedio al cierre de diciembre 2012 con respecto al año 2011, representando un incremento de 4%, como resultado de acciones de mantenimiento, construcción y adquisición de lanchas durante el año 2012.
- Disminución del 11% de la flota pesada, bajando de 105 a 93 flota pesada promedio al cierre de diciembre 2012 con respecto al año 2011, asociado al bajo porcentaje de cumplimiento en los niveles de mantenimiento.
- Reducción del 36% de los tiempos no productivos en los servicios prestados a logística lacustre, específicamente en las operaciones de mudanza de taladros para el cierre 2012 con respecto al cierre del 2011, disminuyendo de 4,6 T/A a 2,95 T/A acumulado; obteniendo un 35% por encima con respecto al tiempo no productivo para las operaciones de perforación en el año 2011, en subsuelo incrementó solo el 12% en relación al mes de diciembre del 2011 y en los servicios prestados a las gabarras de vapor una disminución del 76% con diciembre 2011.
- Se ejecutaron un total de 20.153 actividades de servicios de mantenimiento a facilidades de producción. Siendo las lanchas de buzos el servicio que mayor número de actividades aportó.
- Se ejecutaron 372 actividades asociadas a servicios de logística

GRÁFICO | HORAS NO PRODUCTIVAS (PERFORACIÓN, SUBSUELO Y VAPOR)



lacustre, estos servicios aportados se distribuyeron en 267 actividades de transporte de personal, 81 actividades de mudanza y 24 actividades de barcaza.

- Incremento de 279 a 334,5 km de tendido de tubería flexible para el período enero – diciembre 2012 con respecto al mismo período para el año 2011, representando un incremento del 20%, como resultado de la incorporación de la Gabarra Libertador en el mes de Mayo 2012, ejecutando hasta la fecha un total de 111 km tendido de tubería.
- Incorporación de 90 lanchas en el marco del plan de mantenimiento mayor de flota liviana, de las cuales 39 y 51 unidades fueron incorporadas a través de mantenimientos para cubrir la demanda operacional.
- Incorporación de 10 buques en el marco del plan de mantenimiento mayor de flota pesada, de las cuales dos y ocho unidades fueron incorporadas

a través de mantenimientos, procurando satisfacer en el nivel de servicios requeridos.

- En la base operacional de la región Orinoco, se finalizaron los trabajos de mantenimiento mayor de los dos motores propulsores marca GM, modelo EMD (2600 HP c/u) de moto empujador de travesía Capanaparo, adscrito a la flota de Terminales Maracaibo en Ciudad Guayana.
- Continuación del convenio Cuba – Venezuela a través de la empresa ASTIMARCA para las actividades de inspección y mantenimiento mayor de unidades flotantes (gabarras cisternas, gabarra de tendido de línea, gabarra grúa y remolcadores) con un avance para tres gabarras cisternas de 85%, 85% y 100% respectivamente, una gabarra de tendido de línea del 65% y una gabarra grúa con 100% de culminación. Por otro lado, se encuentra en ejecución los remolcadores Lagunillas avance 83%, Tamare avance 35%, R-004 avance 35%, Ceiba III avance 2%, Cabimas 55% y Catatumbo 100%.

TABLA | PROYECTOS

Actividad asociada a Proyectos de Inversión	Avances
<p>Desarrollo de una Plataforma Tecnológica de Logística y Seguridad para ayudar a la navegación y tráfico acuático en el lago de Maracaibo y la Costa Continental de la República Bolivariana de Venezuela con un 38% de avance global.</p>	<p>Optimización de la logística y seguridad del tráfico acuático con el uso de la tecnología VTS-AIS (Vessel Traffic System – Automatic Identification System), con la instalación de 455 equipos para la localización de embarcaciones.</p> <p>Instalación y puesta en marcha de 05 estaciones hidrometeorológicas y 18 boyas meteorológicas, las cuales ya están reportando datos a la plataforma tecnológica de seguridad, que permitirán conocer posición, fecha, velocidad y dirección del viento.</p>
<p>Desarrollo de una solución integral que permite la fiscalización y optimización del recibo, despacho y consumo de combustible (gasoil) en los muelles de la filial Operaciones Acuáticas, la implantación de este proyecto en el muelle Tía Juana cuenta con un 49% de avance.</p>	<p>Disminución en los tiempos de llenado en un 70% lo que representa un ahorro de 377.88 horas, lo que es equivalente a la disponibilidad diaria de 12 remolcadores, 10 barcazas, 2 lanchas y 1 gabarra aproximadamente.</p> <p>Reducción de pasivos ambientales con la optimización y mejora de las facilidades y sistemas de suministro.</p>
<p>Proyectos la cual radica en cuatro vértices: tecnología (subsistema de control de acceso, video vigilancia, detección de intrusos y control de pérdida de activos), infraestructura (adecuación de garitas, cercado perimetral y sistemas de iluminación), mantenimiento (actividades rutinarias de sostenimiento de la infraestructura y equipos) y medidas de protección (normas y procedimientos de seguridad).</p>	<p>Procurados y puesto en sitio equipos para la implantación de control de acceso de 14 instalaciones.</p> <p>Ingeniería básica y de detalle para la implantación de control de acceso para los Muelles Rafael Urdaneta y Simón Bolívar.</p> <p>Iniciada la Ingeniería para el control de acceso de los muelles Alí Primera y Bachaquero I, así como el sistema de video vigilancia para el muelle Simón Bolívar.</p>

PDV SERVICIOS DE SALUD, S.A.

Tiene como objeto fundamental la administración del Programa de Salud de PDVSA, de las instalaciones hospitalarias y clínicas industriales, contratación de servicios de salud con terceros y administración de planes de salud, planes de contingencias médicas, adquisición de medicamentos e insumos médicos, manejo de farmacias y ejecución de convenios nacionales e internacionales.

Durante el año 2012 PDV Servicios de Salud, focalizó sus esfuerzos en cinco aspectos fundamentales para la industria:

- 1 | Administración y control del Hospital Coromoto.
- 2 | Adquisición de medicamentos e insumos médicos.
- 3 | Evaluación económica y avalúos de tres centros médicos ubicados en las principales zonas de mayor concentración de los trabajadores de la corporación para el inicio de las negociaciones y su posible adquisición.
- 4 | Formación académica y científica del personal.
- 5 | Administración de los convenios nacionales e internacionales para la atención médica quirúrgica: Trasplante de Medula Ósea, Trasplante de Hígado, Programa de Implantes Cocleares.

PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 2008 y tiene por objeto proveer servicios de ingeniería y construcción de los proyectos mayores de PDVSA, empresas mixtas y otros entes del Estado, en una o más de sus fases: visualización (apoyo), conceptualización, definición, implantación (ingeniería de detalles, procura y construcción) y arranque.

Durante el año 2012, ejecutó proyectos en las áreas de crudo y gas, generación de energía eléctrica, infraestructura urbana nacional y desarrollos habitacionales y urbanísticos; igualmente, ejecutó proyectos y actividades dirigidas a seguir desarrollando capacidades internas para cumplir su misión con esfuerzo propio principalmente en las siguientes áreas:



TABLA | SERVICIOS DE INGENIERÍA DE LOS PROYECTOS MAYORES DE PDVSA Y EMPRESAS FILIALES

Sector/Área	Estatus
PETRÓLEO Y GAS	Visualización <ul style="list-style-type: none"> En ejecución la visualización del sistema La Fría – San Cristóbal, componente del proyecto suministro Mérida – Tachira (SUMETA).
	Ingeniería Conceptual <ul style="list-style-type: none"> Culminada la ingeniería conceptual en los proyectos: Mejorador de crudo de Petromiranda; Manejo en superficie de la producción temprana del campo Junín; Facilidades de producción para soportar la expansión de Petrolera Sinovensa; Instalaciones para el almacenamiento de diluentes de Junín; y Sistema de suministro El Vigía-La Fría, componente del proyecto suministro Mérida – Táchira (SUMETA). En ejecución la ingeniería conceptual en los proyectos: Planta de gas natural licuado (GNL); Nueva planta de combustible Catia la Mar; Poliducto Ramón Laguna; y de la P/D Yagua del proyecto gasolina con etanol.
	Ingeniería Básica <ul style="list-style-type: none"> Culminada la ingeniería básica en los proyectos: Nuevo poliducto Refinería el Palito-P/D Barquisimeto; Reemplazo del poliducto Sumandes; y Planta de distribución de combustible del oeste de la región Capital. En ejecución la ingeniería básica en los proyectos: P/D Barquisimeto del proyecto gasolina con etanol; y Mejorador de crudo de Petrocarabobo.
	Ingeniería de Detalle <ul style="list-style-type: none"> Culminada la ingeniería de detalle en los proyectos: Adecuación estación principal de Petrocedaño; y Poliducto Refinería Puerto La Cruz-P/D Maturín. En ejecución la ingeniería de detalle del proyecto adecuación/ampliación del llenadero de la P/D Carenero.
	Construcción <ul style="list-style-type: none"> En ejecución de la construcción en los proyectos: Poliducto Suministro Falcón-Zulia (SUFAZ); Tanques de la P/D Carenero; y Preparación del sitio del proyecto conversión profunda Refinería Puerto La Cruz.

TABLA | SERVICIOS DE INGENIERÍA DE LOS PROYECTOS MAYORES DE PDVSA Y EMPRESAS FILIALES

Sector/Área	Estatus
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	<ul style="list-style-type: none"> • En ejecución la ingeniería básica del proyecto autosuficiencia eléctrica en aeropuertos nacionales y plantas de distribución de combustible. • En ejecución la visualización de las plantas termoeléctricas a coque de Jose y Junín.
INFRAESTRUCTURA URBANA NACIONAL	<ul style="list-style-type: none"> • Gerencia de la construcción de los proyectos: Modernización del sistema teleférico de Mérida; puente Nigale; y túnel Baralt, distribuidor Macayapa y viaducto Tacagua. • Culminada la ingeniería conceptual del proyecto complejo Industrial Maderero: “Libertadores de América” (CIMLA). • Participación en el proyecto de emergencia del Lago Los Tacarigua a través del mantenimiento del dique existente en la punta Mata Redonda.
DESARROLLOS HABITACIONALES Y URBANÍSTICOS	<p>Se gerencia la construcción de los siguientes desarrollos habitacionales de la Gran Misión Vivienda Venezuela:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Palma Sola, Edo. Barinas, • Caucagua, Edo. Miranda, • Arsenal, Edo. Aragua, • La Mora, Edo. Aragua, • Ciudad Tiuna Delegación de China, Distrito Capital, • Ciudad Tiuna Delegación de Rusia, Distrito Capital. • Ciudad Tiuna Delegación de Bielorrusia, Distrito Capital, • Base Aérea El Libertador (BAEL), Edo. Aragua. • Guasimal, Edo. Aragua. (se concluyó, construyéndose 2.520 apartamentos en 72 edificios, además de urbanismo y equipamiento social-consultorios, simoncitos, escuelas, centro parroquial, plazas, canchas deportivas). • Ciudad Plaza, Edo. Carabobo, • San Felipe, Edo. Yaracuy, • Yucatán, Edo. Lara, • Ciudad Zamora, Edo. Miranda. • Lomas de Guadalupe, Edo. Miranda, • Ciudad Bicentenario, Edo. Miranda, • Playa Grande, Edo. Vargas. • Fuerte Cayaurima, Edo. Bolívar, • Desarrollo Urbanístico Catia la Mar, Edo. Vargas. (en contratación el proceso de saneamiento de los terrenos del proyecto).
OTROS APORTES	<p>Se realizaron actividades para el desarrollo de capacidades internas para la ejecución de proyectos con esfuerzo propio y actividades de formación de personal.</p>

Es importante destacar que en el proceso de desarrollo de capacidades internas se han ejecutados proyectos con personal propio (las ingenierías básicas y de detalle de los poliductos Refinería El Palito-Barquisimeto y Refinería Puerto La Cruz-Maturín, respectivamente, y la ejecución del proyecto de emergencia para control del nivel del Lago Los Tacarigua) y se han creado empresas de capital mixto y consorcios:

- Empresa de capital mixto ICHQ, S.A. entre PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A. y China Huanqiu Contracting & Engineering Corporation, a objeto de prestar los servicios de ingeniería, procura y construcción, donde vale mencionar el proyecto facilidades de producción para soportar el plan de expansión a 330 MBD de la empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A.
- Empresa mixta Servicios Unidos Petroleros, S.A. (SUPSA) entre PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A. y Técnicas Reunidas, S.A., con el objeto de prestar servicios en la ejecución de proyectos. Durante este año se ha revisado y modificado la ingeniería conceptual e iniciado la ingeniería básica del Mejorador de Petromiranda, S.A

PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 2008, tiene por objeto realizar el desarrollo y ejecución de obras de infraestructura social no industrial, así como programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional. Igualmente, podrá realizar actividades de planificación, coordinación y ejecución de proyectos urbanísticos, dotación de viviendas dignas y seguras a las familias y comunidades que habitan en condiciones de vulnerabilidad.

En el año 2012 la filial ejecutó los siguientes proyectos:

- Apoyo al proceso de formación práctica de 965 brigadistas de la misión Ribas.
- Remodelación y Adecuación del Centro de Formación Integral Desarrollos Urbanos.

- Se culminó la construcción del “Centro de Educación Inicial La Alquitrana INTEVEP”.
- Se construyeron y entregaron 343 Viviendas tipo PETROCASA.
- Desarrollados cuatro proyectos de urbanismos en la fase de ingeniería.



- Se culminó la fase preliminar de la “Adecuación y Mejoras del Centro de Operaciones de PDVSA Desarrollos Urbanos en Villa de Cura”.

PDVSA ASFALTO, S.A.



Originalmente fue constituida como Palmaven, S.A. Luego, en abril del año 2010, fue cambiada su denominación a PDVSA Asfalto, S.A. Tiene como objeto, el asfaltado de las instalaciones de Petróleos de Venezuela, S.A. y sus empresas filiales, la realización de obras de asfaltado de las comunidades aledañas a las zonas operacionales de Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales, así como también de cualquier zona que determine el Ejecutivo Nacional.

A continuación detalle de los logros del año 2012:

SECTOR PRODUCCIÓN

Consiste en el desarrollo e impulso de proyectos estratégicos y especiales que coadyuven en el mejoramiento y la construcción de la infraestructura pública vial.

Proyectos Estratégicos en los estados Barinas y Guárico:

- Unidad Socialista de Producción de mezcla asfáltica Veguitas. alcanzó una producción real de 31.300 metros cúbicos de agregados y 57.012 Toneladas de mezcla asfáltica en caliente destinadas básicamente a la ejecución de 15 obras de infraestructura vial en el Eje Llanero.
- Unidad Socialista de Producción de mezcla asfáltica, concreto premezclado y emulsiones asfálticas Santa Inés (COMINSI). producción de 56.570 metros cúbicos de agregados, 21.718 toneladas de mezcla asfáltica en caliente y 5.826 metros cúbicos de concreto premezclado en COMINSI, destinando esta producción a 49 obras entre las que se destacan la Gran Misión Vivienda Venezuela y el Complejo Industrial Santa Inés (COMINSI) del estado Barinas
- Unidad Socialista de Producción de mezcla asfáltica y concreto premezclado Chaguaramas. Se proyecta una producción nominal de agregados de 175.446 metros cúbicos/año, producción nominal de mezcla asfáltica en caliente 126.000 toneladas/año y 28.800 metros cúbicos/año de concreto premezclado.
- Recuperación de Neumáticos Fuera de Uso para la producción de asfalto modificado con polvo de caucho. En proceso la construcción y puesta en marcha de la planta de molienda de caucho de neumáticos fuera de uso, con una capacidad nominal de 4.224 toneladas/año de polvo de caucho, 2.034 toneladas/año

de acero, 1.552 toneladas/año de fibra textil y 15 toneladas/hora de asfalto modificado.

SECTOR INFRAESTRUCTURA VIAL

Durante el año 2012 una serie de trabajos en materia de infraestructura vial, alcanzando a varios estados del país, entre los que destaca; Barinas, Lara y Amazonas. Es así, como esta filial del sector no petrolero se enmarca en el compromiso de materializar su misión y visión organizacional.

SECTOR EDUCACIÓN

Realizó trabajos de construcción y rehabilitación de escuela en el estado Barinas.

EMPRESA MIXTA CORPORACIÓN SOCIALISTA BARINESA DE INFRAESTRUCTURA S.A (CORSOBAIN)

Creada en el año 2009, la Corporación Socialista Barinesa de Infraestructura S.A. (CORSOBAIN S.A.) es una Empresa Mixta de la filial PDVSA Asfalto, dedicada a la ejecución de obras públicas en el sector de construcción civil y vialidad, con la misión de contribuir en la construcción de la infraestructura pública necesaria para el desarrollo socialista del territorio nacional, a menor costo, menor tiempo y mayor calidad, conjuntamente, con el uso de tecnología avanzada y talento humano propio. Orientada al nuevo modelo socialista, con miras a satisfacer las necesidades del pueblo y apoyar

las directrices de los proyectos estratégicos impulsados por el Gobierno Nacional y Regional.

Con el firme propósito de fortalecer la misión, se consolidaron los proyectos estratégicos de infraestructura del año 2012, en los sectores de edificación, vialidad, acueductos, movimientos de tierra y gasificación directa en los estados Barinas, Guárico y Apure, ejecutándose un total de 51 obras con la gobernación del estado Barinas, PDVSA División Boyacá, Pdvsa Asfalto, Dirección Ejecutiva de Proyectos de Nuevas Refinerías, Gerencia General Regional Nuevas Refinerías Nacionales, PDVSA Comercio y Suministro, PDVSA Gas, Fundación, Edificaciones y Dotaciones Educativas, Inavi, Citic Empresa China, generándose 1.361 empleos directos y 4.802 empleos indirectos, beneficiando a una población de 635.449 personas.



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**



GARANTÍAS



Al 31 de diciembre de 2012, algunas filiales de PDVSA tienen garantías para la terminación de obras relacionadas con acuerdos de deuda y financiamiento de asociaciones en proyectos. Las obligaciones de garantías que mantiene PDVSA, se muestran a continuación (en millones):

TABLA | OBLIGACIONES DE GARANTÍAS

Compañías	Dólares	Año de terminación
CITGO	6	2012
PDVSA Petróleo	47	2012

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos producto de garantías, no han sido significativos.

Durante los años 2012 y 2011, CITGO ha garantizado deudas de filiales y afiliadas, incluyendo cartas de crédito y financiamientos para adquisición de equipo de comercialización.

ACUERDOS CON LA ORGANIZACIÓN DE PAÍSES EXPORTADORES DE CRUDO (OPEP)

La República Bolivariana de Venezuela es miembro de la OPEP, organización dedicada principalmente al establecimiento de acuerdos en busca del mantenimiento de precios estables del crudo a través de la fijación de cuotas de producción. Hasta la fecha, la reducción en la producción de crudo como resultado de cambios en las cuotas

de producción de la OPEP, no ha tenido un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de PDVSA, su flujo de caja y sus resultados financieros.

En las reuniones extraordinarias de la OPEP, realizadas entre los meses de septiembre y diciembre de 2008, se acordó un recorte en la producción de crudo de 4,2

millones de barriles diarios, con fecha efectiva a partir del 1° de enero de 2009. Como resultado de este acuerdo, PDVSA acordó reducir su producción en 189 MBD a partir del 1° de enero de 2009. Durante los años 2012 y 2011, no fueron modificadas las cuotas de producción.

ARBITRAJE ANTE LA CÁMARA DE COMERCIO INTERNACIONAL (CCI)

MOBIL CERRO NEGRO LTD

En enero de 2008, Mobil Cerro Negro Ltd. (filial de ExxonMobil), introdujo una solicitud de arbitraje ante la Corte de Arbitraje Internacional de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en Nueva York, Estados Unidos de América (EE.UU.), en contra de Petróleos de Venezuela, S.A. y PDVSA Cerro Negro, S.A., exigiendo la indemnización por daños y perjuicios ante el supuesto incumplimiento de obligaciones contractuales asumidas bajo el Convenio de Asociación del Proyecto Cerro Negro, por parte

de PDVSA Cerro Negro, y de los términos de una garantía por parte de Petróleos de Venezuela, S.A.

En diciembre de 2011, fue emitido por el Tribunal de la CCI un laudo en relación al arbitraje iniciado por Mobil Cerro Negro Ltd. En el laudo se determinó una indemnización a favor de Exxon Mobil por aproximadamente 907 millones de dólares lo que implicó el reconocimiento de una obligación de 640 millones de dólares en los estados financieros consolidados del año 2011, adicional a los

pasivos reconocidos previamente asociados con esta contingencia, la cual se presenta en el rubro de acumulaciones y otros pasivos al 31 de diciembre de 2011.

Del monto de la indemnización fueron descontados una serie de créditos reconocidos en el laudo a favor de PDVSA y el efectivo que se mantenía embargado en cuentas de PDVSA Cerro Negro en The Bank of New York Mellon. En febrero de 2012, PDVSA efectuó un pago definitivo a favor de Exxon Mobil por 251 millones de dólares.

CONOCO PHILLIPS PETROZUATA Y PHILLIPS PETROLEUM COMPANY

El 30 de diciembre de 2009, Conoco Phillips Petrozuata BV y Phillips Petroleum Company Limited presentaron una solicitud de arbitraje ante la CCI, en contra de Petróleos de Venezuela, S.A., en virtud de garantías de las obligaciones de algunas de sus filiales, correspondientes a los

proyectos Petrozuata y Hamaca. Conoco Phillips Petrozuata BV y Phillips Petroleum Company Limited afirman que las filiales han incumplido algunas de sus obligaciones con respecto a los recortes de producción ordenados por la República Bolivariana de Venezuela. Adicionalmente, en

febrero de 2012, se llevó a cabo la audiencia principal sobre el fondo del arbitraje iniciado por Conoco Phillips Petrozuata B.V. y Phillips Petroleum Company Limited en diciembre de 2009, y se estima recibir un laudo arbitral durante el año 2013.

OTROS LITIGIOS Y RECLAMOS

El 30 de julio de 2007, el Tribunal 9° Superior de lo Contencioso Tributario de la República Bolivariana de Venezuela, dictó sentencia respecto a un recurso interpuesto por PDVSA Petróleo contra actas de reparo emitidas por la Administración Tributaria, en las que se objetaba la deducibilidad del aporte efectuado, de conformidad con el Artículo N° 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). En dicha sentencia se concluye que sólo

serían susceptibles de deducción las exportaciones de crudo y no otros productos o subproductos de los hidrocarburos; y que debe ser interpretado de manera restrictiva por cuanto involucra un beneficio fiscal (deducción). La gerencia de PDVSA y sus asesores legales han manifestado que la señalada sentencia, en principio, parece tener consistencia con el texto legal; sin embargo, defenderán el criterio de la deducibilidad a través de un recurso de apelación

ante la Sala Político Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia. La provisión para litigios y otros reclamos por los conceptos antes mencionados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es de 129 millones de dólares y 673 millones de dólares, respectivamente, en la cual se incluyen un conjunto de casos que responden a las deducciones previstas en el Artículo N° 6 de la LOH y sobre los cuales no ha habido pronunciamiento judicial alguno, pero que en criterio de la

gerencia de PDVSA y sus asesores legales, deben ser igualmente considerados en dicha provisión.

Al 31 de diciembre de 2012, PDVSA está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por 1.318 millones de dólares. En opinión de la gerencia y sus asesores legales, la disposición final de estos reclamos no tendrá un efecto material adverso

sobre la posición financiera de PDVSA, los resultados de sus operaciones o su liquidez.

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en el rubro de provisiones, una estimación al 31 de diciembre de 2012 y 2011, por 1.244 millones de dólares y 1.097 millones de dólares, respectivamente. A pesar que no es posible predecir la resolución final de estas demandas

y reclamos, la gerencia, basada en parte en la recomendación de sus asesores legales, no considera que sea probable que pérdidas asociadas con los mencionados procedimientos legales, que excedan los estimados ya reconocidos, generen montos importantes para la situación financiera de PDVSA o en los resultados de sus operaciones.

CUMPLIMIENTO CON REGULACIONES AMBIENTALES



La mayoría de las filiales de PDVSA, tanto en Venezuela como en el extranjero, están sujetas a diversas leyes y reglamentos ambientales que requieren gastos significativos para modificar sus instalaciones y prevenir o subsanar los efectos ambientales del manejo de desechos y derrames de agentes contaminantes. En los Estados Unidos de América y Europa, las operaciones están sujetas a una serie de leyes y reglamentos federales, estatales y locales que pueden exigir a las compañías tomar acciones para subsanar o aliviar los efectos de la desactivación temprana de plantas o el derrame de contaminantes sobre el ambiente.

PDVSA ha invertido aproximadamente 42 millones de dólares para completar la implementación del sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA®). Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, a través del cual se ejecutaron 115 millones de dólares en el año 2012, en proyectos de adecuación ambiental y otras inversiones relacionadas con el

ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de aproximadamente 283 millones de dólares para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2013 y 2017.

Adicionalmente, y como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental y contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones, equipos abandonados y a desmantelar; áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó los pasivos relacionados con el saneamiento y la restauración del ambiente y reconoció gastos en los resultados de los años 2012 y 2011, por 164 millones de dólares y 217 millones de dólares, respectivamente.

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (*Environmental Protection Agency - EPA*) y otras agencias reguladoras, que incluyen notificaciones

bajo el *Federal Clean Air Act* y podría ser designada como parte potencialmente responsable (PRP), conjuntamente con otras compañías, con respecto a las localidades que se encuentran bajo el *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act* (CERCLA). Estas notificaciones se están revisando y, en algunos casos, se están tomando acciones de recuperación. CITGO se encuentra comprometida con negociaciones para establecer acuerdos con los organismos mencionados anteriormente.

Es posible que existan condiciones que requieran de gastos adicionales en diversos lugares, incluyendo, pero no limitados, a los complejos operativos, estaciones de servicio y terminales de almacenamiento de crudo de PDVSA. La gerencia considera que estos asuntos, durante el curso normal de las operaciones, no tendrán efectos significativos con respecto a la situación financiera, la liquidez o las operaciones consolidadas de PDVSA



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**



RESUMEN EJECUTIVO



Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen, básicamente, del volumen de exportación de crudo y del nivel de precios de los hidrocarburos. Los factores determinantes en los resultados financieros y operacionales del año 2012 fueron los precios de exportación del crudo y sus productos, los desembolsos de inversión necesarios para alcanzar los niveles de producción, y los aportes y contribuciones para el desarrollo social, realizados principalmente mediante las contribuciones al Fondo Para el Desarrollo Nacional (FONDEN) y aportes a la "Gran Misión Vivienda Venezuela" y del apoyo a misiones, programas sociales y planes de inversión social llevados a cabo por el Gobierno Nacional.

Históricamente, los miembros de la OPEP han entrado en acuerdos para reducir la producción de crudo. Estos acuerdos han permitido estabilizar los precios globales de crudo, bajando la oferta global de producción. Desde el mes de julio del año 2005, hasta el mes de octubre del año 2006, el tope de producción asignado a la República Bolivariana de Venezuela por la OPEP era de 3.223 MBD. Entre noviembre y diciembre de 2006 se acordó en el seno de la OPEP un recorte estratégico de 1.700 MBD, y en septiembre de 2007 se acordó un incremento de

500 MBD para que la OPEP, sin incluir a las Repúblicas de Angola e Iraq, coloque en el mercado 27.253 MBD. Entre septiembre y diciembre de 2008 se acordó en reuniones extraordinarias de la OPEP una reducción de 4.200 MBD, de los cuales la cuota correspondiente para la República Bolivariana de Venezuela fue de 364 MBD, en fecha 10 de septiembre de 2008 46 MBD, en fecha 24 de octubre de 2008 124 MBD y en fecha 17 de diciembre de 2008 189 MBD, entrando en vigencia este último recorte el 1° de enero de 2009 y manteniéndose durante el año 2011 y 2012.

En cuanto a los precios del crudo, estos estuvieron influenciados por una tendencia de recuperación, debido a la volatilidad de los mercados bursátiles y a las expectativas de crecimiento económico en los principales países consumidores. En el año 2012, la cesta de exportación venezolana se ubicó en 103,42 US\$/Bl, representando un aumento de 3,31 US\$/Bl con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2011.

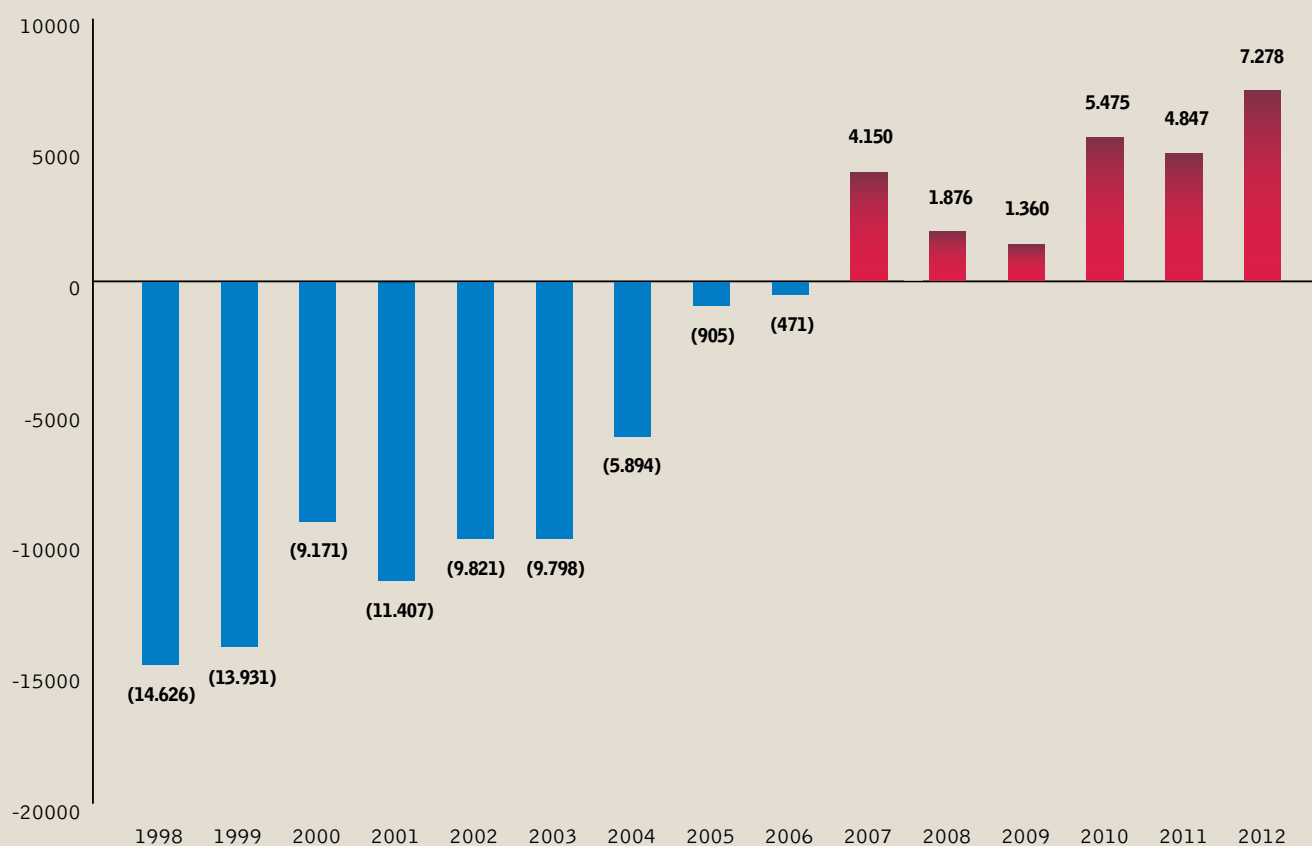
Al cierre del ejercicio económico del año 2012, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las

ganancias no distribuidas de 7.278 millones de dólares, significativamente diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA | COMPOSICIÓN/DETALLE DEL PATRIMONIO DE PDVSA

MMUS\$	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Capital Social	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094
Ganancias Retenidas:															
Reservas Legales y Otras	15.617	16.743	16.118	17.625	14.677	6.952	8.860	8.825	8.662	8.706	8.046	8.843	8.133	7.557	7.567
Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	7.278	4.847	5.475	1.360	1.876	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	(11.407)	(9.171)	(13.931)	(14.626)
Total Ganancias Retenidas	22.895	21.590	21.593	18.985	16.553	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte Adicional	3.243	3.243	5.243	7.243	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Atribuible al Accionista	65.232	63.927	65.930	65.322	63.475	53.206	50.716	47.014	41.862	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035
Participaciones no Controladoras	10.596	9.956	9.384	9.067	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio	75.828	73.883	75.314	74.389	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035

GRÁFICO | GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS



APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio 2012 se ubicó en 19.995 millones de dólares, aumentando en 962 millones de dólares; es decir 5% con respecto al año 2011, que fue de 19.033 millones de dólares. A continuación se muestra un detalle de los aportes efectuados durante el año:

TABLA | APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

ÚLTIMOS CINCO AÑOS EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES

Aportes Fiscales Pagados a la Nación	2012 ¹	2011 ¹	2010 ¹	2009 ²	2008 ²
Regalía en Efectivo	11.755	12.473	9.274	11.575	22.473
Regalía en Especie	-	-	-	3.178	2.166
Impuesto de Extracción	1.149	1.514	1.194	1.710	3.111
ISLR	5.527	3.928	2.087	6.022	7.955
Dividendos	1.395	1.000	1.000	2.000	2.000
Impuesto Superficial	130	90	94	158	178
Impuesto al Registro de Exportación	39	28	52	67	92
Total	19.995	19.033	13.701	24.710	37.975

¹ Pagos efectuados en bolívares convertidos a dólares al tipo de cambio oficial de 4,30 Bs/US\$

² Pagos efectuados en bolívares convertidos a dólares al tipo de cambio oficial de 2,15 Bs/US\$

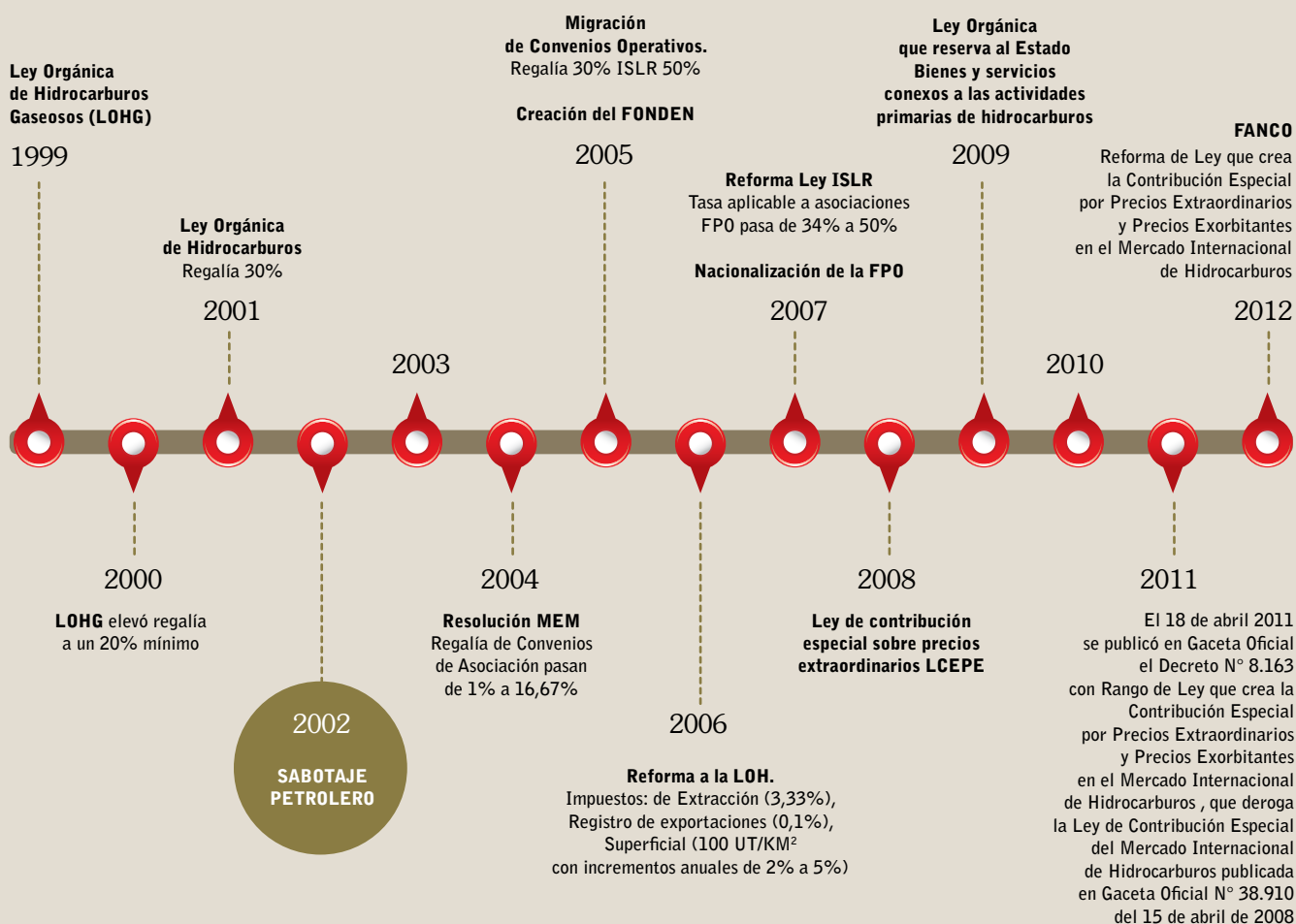
En el gráfico siguiente se evidencian los beneficios que en materia impositiva ha recibido el Estado con el pleno control de las actividades primarias en el sector petrolero. Los rubros que reflejan mayor variación en materia fiscal son el ISLR, las Regalías y las ventajas especiales sobre los hidrocarburos, debido a la migración de los convenios operativos a empresas mixtas en las que el Estado mantiene una participación mayor

al 50%. En este sentido, uno de los aportes más significativos suscitados de la conversión de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas ha sido la política de inversión social basada en la retribución de la riqueza proveniente de los hidrocarburos y dirigida a la ejecución de programas sociales y de desarrollo endógeno que permitan elevar la calidad de vida de las poblaciones cercanas.

NOTA:

Las cifras mostradas en este cuadro corresponden a los pagos efectivamente realizados durante los años correspondientes, los cuales difieren ligeramente a los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en períodos diferentes al del pago.

TABLA | LEGISLACIÓN PETROLERA



a | FONDO DE AHORRO NACIONAL DE LA CLASE OBRERA TRABAJADORA (FANCO)

En fecha 31 de marzo de 2012 se emitió el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica N° 8.896, el decreto establece que el Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera se creará como una

Empresa del Estado, bajo la forma de sociedad anónima, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, adscrito al Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de Finanzas.

b | LA CONTRIBUCIÓN ESPECIAL POR PRECIOS EXTRAORDINARIOS Y PRECIOS EXORBITANTES EN EL MERCADO INTERNACIONAL DE HIDROCARBUROS

El 18 de abril 2011 se publicó en Gaceta Oficial el Decreto N° 8.163 con Rango de Ley que Crea La Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos que deroga La Ley de Contribución Especial del Mercado Internacional de Hidrocarburos publicada en Gaceta Oficial N° 38.910 del 15 de abril de 2008.

En fecha 27 de Febrero de 2012 se publicó en Gaceta Oficial N° 39.871 una reforma de Ley que Crea La Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos.

c | IMPUESTO SOBRE LA RENTA

La Ley de Impuesto sobre la Renta también establece una alícuota general de 50% para las compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas. Quedan sujetas a la alícuota de 34%, únicamente las empresas que realicen actividades integradas o no, de exploración y explotación del gas no asociado,

de procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, o que se dediquen exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de crudo, pesados y extrapesados. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior es de 35%.

d | REGALÍA

De conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos de mayo de 2006, la regalía se paga con base en el crudo producido y el gas natural procesado en Venezuela. Se establece una regalía de 30% sobre los volúmenes de hidrocarburo y gas natural producidos en áreas tradicionales (aplicables

a PDVSA Petróleo, S.A, PDVSA Gas, S.A. y las Empresas Mixtas). De acuerdo con instrucciones del Ejecutivo Nacional, durante los años 2012 y 2011, se utilizó un factor de conversión de Bs.4,30 y Bs.2,60, respectivamente por cada dólar estadounidense para la determinación y liquidación de esta participación.

e | IMPUESTO AL VALOR AGREGADO

La Ley de IVA establece una exención para la venta de combustibles, aditivos y sus derivados; así como, el derecho de recuperar los créditos fiscales generados

por las compras de bienes y servicios con ocasión de su actividad exportadora gravada con alícuota 0%.

f | IMPUESTO DE CONSUMO GENERAL

La venta de gasolina y otros combustibles en la República Bolivariana de Venezuela y en los Estados Unidos causan impuestos de consumo. Este impuesto es pagado por el consumidor;

por lo tanto se incluye como parte del precio de venta del producto, se recauda y se entera a las entidades gubernamentales sin efecto en los resultados consolidados de la Corporación.

g | DIVIDENDOS

PDVSA es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. El ente de adscripción es el Ministerio, quien ejerce la representación del Accionista, y supervisa y controla sus operaciones. De acuerdo con sus estatutos, la Asamblea de Accionista ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA, teniendo entre sus atribuciones aprobar o improbar los resultados económicos y financieros; así como también disponer sobre el destino de las ganancias obtenidas anualmente por la empresa. En virtud de esta atribución, con base en los lineamientos del Ejecutivo Nacional y, considerando lo previsto

en la Ley de Presupuesto de la Nación para cada ejercicio anual, la Asamblea de Accionista de PDVSA ordena el pago de dividendos a favor de la República Bolivariana de Venezuela, distribuyendo a la Nación una porción de sus ganancias. Estos dividendos son pagados por PDVSA en los ejercicios fiscales en los que se presupuestan, de acuerdo con las instrucciones de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), de la República Bolivariana de Venezuela.

RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS



PDVSA, como corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural en la República Bolivariana de Venezuela aguas arriba y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de crudo y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo no sólo en la República Bolivariana de Venezuela, sino también en Suramérica, el Caribe, Norteamérica, y Europa; adicionalmente, PDVSA promueve y participa en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas arriba basándose en los siguientes factores: número de pozos activos, potencial de producción y nivel de producción por campo, factores de recobro, incorporación de reservas de crudo y gas, taladros activos y aplicación de tecnologías.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas abajo basándose en los siguientes factores: capacidad de refinación, volúmenes procesados,

porcentajes de utilización de las refinерías, rendimiento de productos, márgenes de refinación y costos de refinación.

Como empresa nacional de crudo y gas del estado venezolano, el enfoque de PDVSA al gestionar el capital es salvaguardar la capacidad para continuar como un negocio en marcha, de forma que pueda continuar siendo la fuerza y motor para el desarrollo nacional y la palanca para la transformación integral del país. Las principales oportunidades de PDVSA se basan en incrementar las reservas de crudo liviano y mediano, incremento del factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de crudo extrapesado y mejorar la tecnología existente para lograr maximizar el retorno sobre las inversiones.

En el sector aguas abajo, PDVSA está invirtiendo para incrementar la capacidad de refinación, mejora de productos y cumplimiento de las leyes ambientales, tanto en la República Bolivariana de Venezuela como en el exterior, expandir los mercados en Latinoamérica, el Caribe y Asia, y mejorar la eficiencia de nuestro proceso de refinación y comercialización.

En relación con el negocio del gas, PDVSA continúa promoviendo, activamente, la participación del sector privado en proyectos de gas no asociado, mejorando el proceso

de distribución para incrementar tanto la cuota de mercado nacional e internacional como el mercado del gas natural licuado.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Occidente de la República Bolivariana de Venezuela y, modificar las especificaciones de calidad de los productos.

Los cambios necesarios para suplir la nueva generación de productos incluyen la planificación y ejecución de proyectos de capital, para proyectos de refinación y de producción de crudo y gas, financiar estos proyectos y ajustar tanto las prácticas operacionales como los procedimientos, para asegurar la calidad de productos a nuestros clientes. Estos objetivos deben estar acompañados con iniciativas de mejoramiento de la eficiencia y rentabilidad.

FACTORES DE RIESGO

Las actividades de PDVSA, las condiciones financieras y los resultados de operación, principalmente están en función de los volúmenes de exportación y de los precios de crudo y sus productos. Estos precios son cíclicos y tienden a ser inestables, por lo que el riesgo primario de este negocio es la volatilidad de los precios del crudo y sus productos.

PDVSA monitorea constantemente las condiciones de mercado para asegurar la colocación de su producción de crudo y sus productos, de la manera más óptima posible. Adicionalmente, la República Bolivariana de Venezuela es miembro de la OPEP, a través de la cual se suscriben acuerdos en la búsqueda de precios estables para el crudo y sus productos.

PDVSA no puede predecir el futuro del mercado del crudo y productos refinados, sin embargo, está preparada para ajustarse a la mayoría de las contingencias, a los fines de minimizar el posible impacto negativo del comportamiento del mismo; por lo tanto, PDVSA mantiene adecuados niveles de liquidez financiera y deuda, asegurando que la distribución de activos sea flexible, teniendo fuentes múltiples de suministro y un portafolio de clientes

diversificado, monitoreando y analizando las condiciones del mercado sobre una base continua.

De igual forma, PDVSA está expuesta al riesgo cambiario por las ventas, compras, activos y pasivos denominados en monedas distintas (moneda extranjera) a las respectivas monedas funcionales de las entidades que la integran, es decir, la moneda que corresponde al principal ambiente económico en el que opera cada entidad. La moneda funcional de PDVSA es el dólar (US\$), debido a que sus operaciones principales se desarrollan en el mercado internacional para el crudo y sus productos. En este sentido, una porción significativa de los ingresos y de la deuda financiera, así como también, de los costos, gastos e inversiones, están denominados en dólares. De esta forma, las transacciones en moneda extranjera están denominadas principalmente en bolívares, y la política de PDVSA es gestionar la posición neta de activos y pasivos monetarios en esta moneda, a fin de reducir los posibles impactos que puedan originarse para la compañía, por modificaciones en el tipo de cambio de esta moneda con relación a la moneda funcional.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de crédito, los documentos

y cuentas por cobrar están distribuidos en una amplia y confiable cartera de clientes a nivel mundial, evaluando periódicamente su condición financiera. Producto de esta evaluación se reconoce en los estados financieros consolidados una estimación para cuentas de cobro dudoso. Asimismo, los equivalentes de efectivo están representados por instrumentos de alta calidad que son colocados en diversas instituciones evaluadas como de bajo riesgo.

El enfoque de PDVSA para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, incluyendo el pago de obligaciones financieras, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar su reputación financiera, lo cual excluye el posible impacto de circunstancias extremas que no pueden predecirse razonablemente, como los desastres naturales. Además, PDVSA mantiene facilidades de crédito que también están disponibles para cubrir necesidades de fondos.

Otro riesgo principal es el operacional, el cual proviene de fallas mecánicas y/o errores

humanos relacionados con la operación de plantas y equipos. PDVSA mitiga el riesgo operacional a través del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA®) y el seguimiento de las mejores prácticas y procedimientos operacionales, en la búsqueda de obtener la excelencia operacional. Adicionalmente, PDVSA mantiene contratos de seguros para posibles daños en propiedades.

Otra área de riesgo es el ambiente político, al considerar que en el corto plazo, acciones geopolíticas pudieran cambiar la ecuación oferta-demanda, afectando los precios del crudo y/o productos refinados e incrementando los mercados. A largo plazo, los cambios en las leyes y reglamentos podrían incrementar los costos del negocio, por lo tanto PDVSA, monitorea constantemente las tendencias que pudieran afectar el ambiente en el cual opera.

El riesgo político es un tema que debe ser aceptado y manejado una vez que el negocio ha comprometido inversiones en ciertos países. Sin embargo, PDVSA es suficientemente sólida en producción, refinación y sistema de distribución y ventas, lo cual le garantiza flexibilidad operacional para reaccionar

ante circunstancias en recortes o incrementos en la producción si llegase a ocurrir algún evento importante. Adicionalmente, PDVSA reduce el riesgo político y comercial diversificando su portafolio de clientes e invirtiendo en su capacidad de refinación en nuevos mercados. Sobre este aspecto, PDVSA está evaluando y desarrollando negocios en Asia, Europa, el Caribe, Centro y Suramérica.

En la República Bolivariana de Venezuela, PDVSA considera el riesgo de operar en una economía caracterizada por años de desigual distribución de la riqueza entre la población. Por este motivo, PDVSA es parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional.

PDVSA continúa haciendo énfasis en la importancia de operaciones eficientes y en el compromiso de seguridad. Las condiciones pueden cambiar rápidamente y los resultados pueden diferir sustancialmente de los estimados de la gerencia, ya que se opera en una industria sujeta a precios y ganancias volátiles. De esta forma, en los procesos de planificación estratégica y presupuestaria, PDVSA estima el efecto de los riesgos del negocio

con el objetivo de tener una visión integral de su impacto.

Las políticas de administración de riesgos son establecidas con el propósito de identificar y analizar los riesgos enfrentados por PDVSA, para así fijar los límites y los controles adecuados, realizando monitoreo constante de su evolución y cumplimiento. En consecuencia, éstas políticas y los sistemas de administración de riesgos son revisados regularmente con la finalidad de que reflejen los cambios en las condiciones del entorno y en las operaciones de PDVSA.

Una tendencia para el futuro del negocio de PDVSA, es la producción de fuel oil con bajo contenido de azufre, así como también, asfalto y lubricantes de alta calidad. Los requerimientos de capital asociados a las facilidades de equipamiento para estos productos, pudiesen llevar a consolidar la capacidad de refinación. PDVSA continuará monitoreando estas tendencias y aprovechará las ventajas económicas de su entorno en la medida en que éstas ocurran.

a | RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA

TABLA | ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2012	2011	2010	2009	2008
OPERACIONES CONTINUAS:					
<i>Ingresos:</i>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	121.480	122.267	92.744	70.636	122.488
En Venezuela	1.743	1.675	1.400	2.646	2.804
Ingresos por servicios y otros	1.236	812	785	537	207
	124.459	124.754	94.929	73.819	125.499
COSTOS Y GASTOS					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	40.012	39.783	34.017	25.932	44.600
Gastos de operación	23.014	14.555	11.892	15.235	16.206
Gastos de exploración	492	163	147	247	375
Depreciación y amortización	7.105	6.871	6.037	5.751	5.210
Gastos de venta, administración y generales	4.078	3.819	3.729	4.985	4.982
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.730	17.671	13.904	12.884	23.371
Ingresos financieros	(3.152)	(765)	(419)	(5.873)	(1.580)
Gastos financieros	3.401	3.649	8.810	835	1.780
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(64)	278	184	139	(153)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(998)
Otros egresos, neto	3.013	3.501	2.039	1.192	2.547
	95.629	89.525	80.340	61.327	96.340
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	28.830	35.229	14.589	12.492	29.159
Aportes para el desarrollo social	9.025	15.604	5.326	2.937	2.326
Aportes y contribuciones al FONDEN	8.311	14.475	1.692	577	12.407
	17.336	30.079	7.018	3.514	14.733
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	11.494	5.150	7.571	8.978	14.426
<i>Impuesto sobre la renta:</i>					
Gasto de impuesto corriente	4.982	5.171	6.911	5.804	7.362
Gasto (beneficio) de impuesto diferido	2.297	(3.164)	(3.062)	(2.494)	(3.082)
	7.279	2.007	3.849	3.310	4.280
Ganancia neta de operaciones continuas	4.215	3.143	3.722	5.668	10.146
OPERACIONES DESCONTINUADAS:					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	1.353	(558)	(1.274)	(655)
Ganancia neta	4.215	4.496	3.164	4.394	9.491
<i>Otros resultados integrales:</i>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	22	87	38	104	(78)
Total ganancia integral	4.237	4.583	3.202	4.498	9.413
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	2.678	2.640	2.309	2.920	7.529
Participaciones no controladoras	1.537	1.856	855	1.474	1.962
Ganancia neta	4.215	4.496	3.164	4.394	9.491
Ganancia integral atribuible a:					
Accionista de la Compañía	2.700	2.727	2.347	3.024	7.451
Participaciones no controladoras	1.537	1.856	855	1.474	1.962
Total ganancia integral	4.237	4.583	3.202	4.498	9.413

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña

TABLA | ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 de diciembre de				
	2012	2011	2010	2009	2008
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	115.905	98.221	87.632	83.457	73.010
Efectivo restringido	218	314	604	1.649	1.773
Otros activos no corrientes	27.419	26.938	14.281	15.782	13.267
Total activo no corriente	143.542	125.473	102.517	100.888	88.050
Inventarios	11.606	10.116	8.938	8.502	8.678
Documentos y cuentas por cobrar	41.706	31.576	20.028	14.330	10.810
Efectivo restringido	2.112	1.714	1.678	415	347
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.233	8.610	6.017	6.981	4.483
Otros activos corrientes	11.225	4.665	12.587	18.485	19.464
Total activo corriente	74.882	56.681	49.248	48.713	43.782
Total activo	218.424	182.154	151.765	149.601	131.832
Patrimonio					
Patrimonio ¹	75.828	73.883	75.314	74.389	71.513
Pasivo					
Deuda financiera	35.647	32.496	21.346	18.941	13.780
Otros pasivos no corrientes	35.889	30.702	11.903	14.231	12.153
Total pasivo no corriente	71.536	63.198	32.249	33.172	25.933
Deuda financiera	4.379	2.396	3.604	2.956	1.698
Impuesto sobre la renta por pagar	2.267	4.452	5.878	2.545	2.047
Otros pasivos corrientes	64.414	38.225	33.720	36.539	30.641
Total pasivo corriente	71.060	45.073	43.202	42.040	34.386
Total pasivo	142.596	108.271	76.451	75.212	60.319
Total patrimonio y pasivo	218.424	182.154	151.765	149.601	131.832
Relación Deuda/Patrimonio					
Total deuda	40.026	34.892	24.950	21.897	15.478
Deuda/Patrimonio ²	53%	47%	33%	29%	22%

¹ Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs. 1.280 millones.² Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

TABLA | ESTADOS CONSOLIDADOS DE MOVIMIENTO DEL EFECTIVO

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2012	2011	2010	2009	2008
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades operacionales:					
Ganancia neta	4.215	4.496	3.164	4.394	9.491
Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales -					
Depreciación y amortización	7.105	6.871	6.037	5.751	5.210
Obras en progreso canceladas	877	703	864	127	5
Deterioro del valor de los activos	991	503	271	96	369
(Ganancia) pérdida por fluctuación de la moneda extranjera	(19)	297	1.438	-	-
Pérdida en pago de obligaciones	-	-	1.628	-	-
Gasto (beneficio) de impuesto diferido	2.297	(3.164)	(3.062)	(2.494)	(3.082)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo	5.496	2.331	1.999	2.756	3.806
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	-	-	-	(3.807)	-
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(64)	278	184	139	(153)
(Ganancia) pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	(1.353)	558	1.274	655
Ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	-	(998)
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	-	(26)	(50)	(8)	(8)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	770	587	141	467	516
Ajuste del valor neto de realización de los inventarios	259	553	116	81	1.540
Aumento (disminución) en la estimación para cuentas de cobro dudoso	87	145	(205)	258	244
Cambios en activos operacionales -					
Documentos y cuentas por cobrar	(10.217)	(17.978)	(7.769)	(2.731)	(2.096)
Inventarios	(2.902)	(2.815)	(1.465)	(157)	(1.172)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(6.674)	(3.902)	450	(1.670)	(1.170)
Créditos fiscales por recuperar	(2.875)	(2.053)	(1.109)	(1.271)	(1.450)
Cambios en pasivos operacionales -					
Cuentas por pagar a proveedores	4.371	2.239	6.486	(540)	4.345
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	38.535	44.259	16.004	29.147	34.515
Provisiones	549	502	1136	363	1.757
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo	(774)	(839)	(853)	(1.030)	(1.051)
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(1.645)	(1.210)	(613)	(541)	(758)
Pagos de impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos	(18.839)	(18.032)	(12.707)	(22.709)	(33.809)
Efectivo neto provisto por las actividades operacionales	21.543	12.392	12.643	7.895	16.706
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	(25.032)	(17.908)	(12.858)	(15.333)	(18.413)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	-	(15)	(454)	(14)	(315)
Disminución (aumento) del efectivo restringido	(302)	254	(255)	56	1.178
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	3.716	-	-	1.599
Venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	31
Aportes adicionales a afiliadas	(32)	(34)	(128)	(138)	-
Dividendos recibidos de afiliadas	40	15	16	59	369
Otras variaciones en activos	105	244	22	57	(297)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(25.221)	(13.728)	(13.657)	(15.313)	(15.848)
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	7.130	9.521	6.681	11.754	3.938
Pagos de la deuda financiera	(1.537)	(3.308)	(3.314)	(1.393)	(5.710)
Fondos recibidos del Accionista	-	-	-	2.000	5.000
Dividendos pagados al Accionista	(1.395)	(1.000)	(1.000)	(2.000)	(2.000)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	489	73	-	503	25
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(80)	(434)	(318)	(421)	(344)
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	(1.306)	(923)	(485)	(527)	(609)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	3.301	3.929	1.564	9.916	300
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	-	-	(1.514)	-	-
Efecto por variación de la tasa de cambio en la moneda de presentación	-	-	-	-	-
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	(377)	2.593	(964)	2.498	1.158
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	8.610	6.017	6.981	4.483	3.325
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	8.233	8.610	6.017	6.981	4.483

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

TABLA | ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2012

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	Año terminado el 31 de diciembre de 2012				Año Terminado al 31 de diciembre de 2011
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones ¹	Total Consolidado	
OPERACIONES CONTINUAS:					
<i>Ingresos:</i>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	104.706	53.552	(36.778)	121.480	122.267
En Venezuela	1.743	-	-	1.743	1.675
Ingresos por servicios y otros	257	1.129	(150)	1.236	812
	106.706	54.681	(36.928)	124.459	124.754
<i>Costos y Gastos:</i>					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	26.341	50.500	(36.829)	40.012	39.783
Gastos de operación	20.518	2.654	(158)	23.014	14.555
Gastos de exploración	304	188	-	492	163
Depreciación y amortización	6.469	636	-	7.105	6.871
Gastos de venta, administración y generales	3.579	499	-	4.078	3.819
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.730	-	-	17.730	17.671
Ingresos financieros	(3.152)	-	-	(3.152)	(765)
Gastos financieros	3.201	200	-	3.401	3.649
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(57)	(7)	-	(64)	278
Otros egresos, neto	2.396	608	9	3.013	3.501
	77.329	55.278	(36.978)	95.629	89.525
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	29.377	(597)	50	28.830	35.229
Aportes para el desarrollo social	8.959	66	-	9.025	15.604
Aportes y contribuciones al FONDEN	8.311	-	-	8.311	14.475
	17.270	66	-	17.336	30.079
Ganancia (pérdida) antes de impuesto sobre la renta	12.107	(663)	50	11.494	5.150
<i>Impuesto sobre la renta:</i>					
Gasto de impuesto corriente	4.589	393	-	4.982	5.171
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	2.253	26	18	2.297	(3.164)
	6.842	419	18	7.279	2.007
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	5.265	(1.082)	32	4.215	3.143
OPERACIONES DESCONTINUADAS:					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-	1.353
Ganancia (pérdida) neta	5.265	(1.082)	32	4.215	4.496
<i>Otros resultados integrales:</i>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	-	22	-	22	87
Total ganancia (pérdida) integral	5.265	(1.060)	32	4.237	4.583

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

TABLA | ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2011

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	Año terminado el 31 de diciembre de 2011				Año Terminado al 31 de diciembre de 2010
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones ¹	Total Consolidado	
OPERACIONES CONTINUAS:					
<i>Ingresos:</i>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	95.827	57.266	(30.826)	122.267	92.744
En Venezuela	1.675	-	-	1.675	1.400
Ingresos por servicios y otros	267	808	(263)	812	785
	97.769	58.074	(31.089)	124.754	94.929
<i>Costos y Gastos:</i>					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	17.954	52.292	(30.463)	39.783	34.017
Gastos de operación	11.744	2.963	(152)	14.555	11.892
Gastos de exploración	163	-	-	163	147
Depreciación y amortización	6.265	606	-	6.871	6.037
Gastos de venta, administración y generales	3.267	557	(5)	3.819	3.729
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.671	-	-	17.671	13.904
Ingresos financieros	(765)	-	-	765	(419)
Gastos financieros	3.262	387	-	3.649	8.810
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(58)	336	-	278	184
Otros egresos, neto	3.338	269	(106)	3.501	2.039
	62.841	57.410	(30.726)	89.525	80.340
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	34.928	664	(363)	35.229	14.589
Aportes para el desarrollo social	15.466	138	-	15.604	5.326
Aportes y contribuciones al FONDEN	14.475	-	-	14.475	1.692
	29.941	138	-	30.079	7.018
Ganancia (pérdida) antes de impuesto sobre la renta	4.987	526	(363)	5.150	7.571
<i>Impuesto sobre la renta:</i>					
Gasto de impuesto corriente	4.802	369	-	5.171	6.911
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	(3.309)	216	(71)	(3.164)	(3.062)
	1.493	585	(71)	2.007	3.849
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	3.494	(59)	(292)	3.143	3.722
OPERACIONES DESCONTINUADAS:					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	1.353	-	1.353	(558)
Ganancia (pérdida) neta	3.494	1.294	(292)	4.496	3.164
<i>Otros resultados integrales:</i>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	-	87	-	87	38
Total ganancia (pérdida) integral	3.494	1.381	(292)	4.583	3.202

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo que se acompaña.

TABLA | ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2012

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 de diciembre de 2012				31 de diciembre de 2011
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones ¹	Total Consolidado	
<i>Activo</i>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	109.235	6.670	-	115.905	98.221
Efectivo restringido, neto de porción corriente	150	68	-	218	314
Otros activos no corrientes	27.108	5.193	(4.882)	27.419	26.938
Total activo no corriente	136.493	11.931	(4.882)	143.542	125.473
Inventarios	7.990	4.357	(741)	11.606	10.116
Documentos y cuentas por cobrar	38.675	3.031	-	41.706	31.576
Efectivo restringido	2.112	-	-	2.112	1.714
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.697	1.536	-	8.233	8.610
Otros activos corrientes	20.497	9.699	(18.971)	11.225	4.665
Total activo corriente	75.971	18.623	(19.712)	74.882	56.681
Total activo	212.464	30.554	(24.594)	218.424	182.154
<i>Patrimonio</i>					
Patrimonio	70.283	6.958	(1.413)	75.828	73.883
<i>Pasivo</i>					
Deuda financiera	34.128	1.519	-	35.647	32.496
Otros pasivos no corrientes	34.961	5.054	(4.126)	35.889	28.742
Total pasivo no corriente	69.089	6.573	(4.126)	71.536	61.238
Deuda financiera	4.346	33	-	4.379	2.396
Impuesto sobre la renta por pagar	2.224	43	-	2.267	4.452
Otros pasivos corrientes	66.522	16.947	(19.055)	64.414	40.185
Total pasivo corriente	73.092	17.023	(19.055)	71.060	47.033
Total pasivo	142.181	23.596	(23.181)	142.596	108.271
Total patrimonio y pasivo	212.464	30.554	(24.594)	218.424	182.154

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

TABLA | ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2011

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 de diciembre de 2011				31 de diciembre de 2010
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones ¹	Total Consolidado	
<i>Activo</i>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	91.448	6.773	-	98.221	87.632
Efectivo restringido, neto de porción corriente	260	54	-	314	604
Otros activos no corrientes	26.910	4.415	(4.387)	26.938	14.281
Total activo no corriente	118.618	11.242	(4.387)	125.473	102.517
Inventarios	6.570	4.369	(823)	10.116	8.938
Documentos y cuentas por cobrar	29.345	2.231	-	31.576	20.028
Efectivo restringido	1.714	-	-	1.714	1.678
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.191	1.419	-	8.610	6.017
Otros activos corrientes	10.555	7.654	(13.544)	4.665	12.587
Total activo corriente	55.375	15.673	(14.367)	56.681	49.248
Total activo	173.993	26.915	(18.754)	182.154	151.765
<i>Patrimonio</i>					
Patrimonio	67.029	6.963	(109)	73.883	75.314
<i>Pasivo</i>					
Deuda financiera	30.833	1.663	-	32.496	21.346
Otros pasivos no corrientes	30.301	5.413	(5.012)	30.702	11.903
Total pasivo no corriente	61.134	7.076	(5.012)	63.198	33.249
Deuda financiera	2.356	40	-	2.396	3.604
Impuesto sobre la renta por pagar	4.302	150	-	4.452	5.878
Otros pasivos corrientes	39.172	12.686	(13.633)	38.225	33.720
Total pasivo corriente	45.830	12.876	(13.633)	45.073	43.202
Total pasivo	106.964	19.952	(18.645)	108.271	76.451
Total patrimonio y pasivo	173.993	26.915	(18.754)	182.154	151.765

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

b | PRODUCCIÓN**PRODUCCIÓN CRUDO**

La producción total promedio para el año 2012 fue de 2.910 MBD a nivel Nacional, lo cual representa una disminución de 81 MBD con respecto a la producción del promedio de 2.991 MBD mantenida durante el año 2011.

PRODUCCIÓN DE LGN

La producción promedio del año 2012 de LGN, fue de 124 MBD, 14 MBD por debajo de la producción promedio de 2011, que fue de 138 MBD.

EXPORTACIONES

Durante el año 2012, las exportaciones de crudo y productos alcanzaron 2.568 MBD, lo que representa un aumento de 99 MBD con respecto al año 2011, en el que se exportaron 2.469 MBD, como consecuencia, principalmente, de la leve disminución en la producción y el incremento experimentado en el consumo de combustible del mercado interno.

PRECIOS

Durante el año 2012, el precio promedio de exportación de la cesta venezolana experimentó un aumento de 3,31 US\$/Bl, al pasar de 100,11 US\$/Bl en 2011 a 103,42 US\$/Bl en el año 2012.

INGRESOS OPERACIONALES

Durante el año 2012, los ingresos operacionales fueron 124.459 millones de dólares, reflejando una disminución de 295 millones de dólares (0,24%) en relación con los ingresos del año 2011, que fueron de 124.754 millones de dólares.

VENTAS MERCADO LOCAL

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela se incrementaron en 68 millones de dólares (4%), pasando de 1.675 millones de dólares en diciembre de 2011 a 1.743 millones de dólares en diciembre de 2012, originado por el incremento del precio de los productos no regulados en el sector nacional y su correspondiente reflejo en las ventas. Estos efectos se vieron atenuados por el incremento

del consumo de combustibles en el sector nacional y su correspondiente reflejo en las ventas.

INGRESOS POR SERVICIOS Y OTROS

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros se incrementaron en 424 millones de dólares (52%) pasando de 812 millones de dólares en diciembre 2011 a 1.236 millones de dólares en diciembre 2012. La variación positiva experimentada es originada en la filial PDVSA Industrial, por aumento en las ventas de productos industriales a terceros (Socio en Cuba) y venta de sal a terceros, por un monto 77 millones de dólares aproximadamente, y por las ventas de Albalinisa, filial de PDV Caribe encargada de manejar el programa de compensación comercial a través del cual se cancela parte de la factura petrolera de Nicaragua con envío de productos alimenticios a distintos entes venezolanos. Este incremento en las ventas de Albalinisa es originado fundamentalmente por una mayor demanda de los entes venezolanos de distribución de alimentos, junto con una recuperación en la actividad agropecuaria en Nicaragua.

c | COSTOS Y GASTOS**COMPRAS DE CRUDO Y PRODUCTOS, NETAS DE VARIACIÓN DE INVENTARIOS**

Las compras de petróleo crudo y sus productos presentaron una aumento de 229 millones de dólares, pasando de 39.783 millones

de dólares en el año 2011 a 40.012 millones de dólares en el año 2012.

GASTOS DE OPERACIÓN

Los gastos de operación para 2012 cerraron con un saldo de 23.014

millones de dólares, mientras que para el año 2011 se ubicó en 14.555 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 8.459 millones de dólares (58%) que viene dada principalmente por los Costos de Labor y Beneficio y Bienestar, los cuales aumentaron 2.358

millones de dólares por el efecto de la Convención Colectiva Petrolera 2011-2013, ajuste salarial de la nómina no contractual durante el período 2012, y el incremento en el aporte de PDVSA en los planes de salud desde enero 2012.

GASTOS DE EXPLORACIÓN

Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, los gastos de exploración, conformados principalmente por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 492 millones de dólares y 163 millones de dólares, respectivamente, experimentando un aumento de 329 millones de dólares (202%) con respecto al período anterior, debido principalmente al incremento en las actividades de exploración durante el año.

GASTOS FINANCIEROS

Los gastos financieros presentaron una disminución de 248 millones de dólares, (7%), pasando de 3.649 millones de dólares en el año 2011 a 3.401 millones de dólares en el año 2012. Esta variación es originada, principalmente a la disminución de los gastos por intereses.

OTROS (INGRESOS) Y EGRESOS, NETO

Para el año 2012, los otros egresos se ubicaron en ingresos por 3.013 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 488 millones de dólares (14%), con respecto al período anterior, ya que en el año 2011 se incluyó la indemnización a Exxon Mobil.

PARTICIPACIÓN EN RESULTADOS DE AFILIADAS Y ENTIDADES CONTROLADAS DE FORMA CONJUNTA

La participación en compañías afiliadas y entidades controladas de forma conjunta para el año 2012, se ubicó en 64 millones de dólares de ganancia, lo que representó una disminución de 342 millones de dólares con respecto al año 2011 de 278 millones de dólares de pérdida debido, principalmente, a una disminución de la ganancia neta en la Refinería Chalmette, Merrey Swenny, y en la empresa Petrojam Limited, afiliada de PDVSA América, producto de la situación de márgenes negativos en el mercado internacional de refinación.

APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL



Al 31 de diciembre de 2012 el gasto social se ubicó en 17.336 millones de dólares, reflejando una disminución de 12.743 millones de dólares (42%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2011 donde los aportes y contribuciones para el desarrollo social ascendían a 30.079 millones de dólares, a continuación se mencionan las causas principales:

- **APORTES A LA “GRAN MISIÓN VIVIENDA VENEZUELA (GMVV)”.**

La “Gran Misión Vivienda Venezuela” (GMVV), fue creada por el Ejecutivo Nacional en abril de 2011, con el objetivo de enfrentar la crisis de vivienda de la población venezolana. La GMVV, tiene el objetivo de

cumplir con la construcción de dos millones (2.000.000) de viviendas a escala nacional en siete años, mediante dos fases: la primera abarca los años 2011 y 2012, y contempla la construcción de 153 mil viviendas y 200 mil viviendas, respectivamente; la segunda fase abarca cinco años y contempla la construcción de las restantes viviendas de acuerdo con aumentos progresivos en cada año.

Para la administración de las fuentes de financiamiento relacionadas a estos proyectos, y enmarcado en la Ley de Emergencia de Terrenos y Vivienda, fue creado el Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción (Fondo

Simón Bolívar) a través del Decreto Presidencial N° 7.936 con Valor, Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Creación del Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción, publicado en Gaceta Oficial N° 39.583 de fecha 29 de diciembre de 2010. Como parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional, durante el año 2011, PDVSA efectuó aportes a este fondo por 4.010 millones de dólares y en el año 2012 no se realizaron aportes por este concepto.

- **APORTES PARA EL DESARROLLO SOCIAL.** Con base en la responsabilidad social de PDVSA, establecida en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y en su Acta Constitutiva Estatutos, referidos a su participación en el desarrollo social e integral del país, durante el año 2012 PDVSA realizó aportes para el desarrollo social por 9.025 millones de dólares, lo que representa una disminución de 2.569 millones de dólares (22%), con respecto al año 2011.

- **APORTES Y CONTRIBUCIONES AL FONDO DE DESARROLLO NACIONAL, S.A. (FONDEN).** De conformidad con las leyes que rigen la creación del FONDEN y los aportes a este organismo, durante el año 2012 PDVSA realizó aportes y contribuciones a este fondo por 8.311 millones de dólares, lo que representa una disminución de 6.164 millones de dólares (43%), respecto al año 2011.
NOTA: para más información ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2012.

IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El aumento del impuesto sobre la renta en 5.272 millones de dólares (263%), es originado por la disminución del beneficio de impuesto diferido en 5.461 millones de dólares (173%). La disminución del beneficio de impuesto diferido es originado, principalmente, por al aumento de los pasivos por beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo, así como por la diferencia entre las bases contable y fiscal de las propiedades, plantas y equipos, netos.



d | ACTIVO

Al 31 de diciembre de 2012, los activos totales alcanzaron un saldo de 218.424 millones de dólares, lo que representa un incremento de 36.270 millones de dólares (20%) con respecto al 31 de diciembre de 2011, fecha que se ubicaban en 182.154 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS, NETO

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 17.684 millones de dólares (18%) principalmente, en el sector nacional, debido a la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendidos de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como ampliación e infraestructura, para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en el plan de negocios de PDVSA.

DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR

Los documentos y cuentas por cobrar aumentaron en 10.130 millones de dólares (32%), en comparación al año 2011, alcanzando un total de 41.830 millones de dólares al año 2012, originado principalmente por el aumento de las cuentas por cobrar a empresas y entidades relacionadas en 7.551 millones de dólares (32%), por concepto de desembolsos y suministro de petróleo y sus productos por cuenta de la República.

OTROS ACTIVOS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

- **CRÉDITOS FISCALES POR RECUPERAR:** Estacuenta se origina según La ley del IVA que establece una exención para la comercialización de ciertos combustibles derivados de hidrocarburos, y la potestad de recuperar del Fisco Nacional ciertos créditos fiscales provenientes de las ventas de exportación. A diciembre

2012 presenta un aumento de 2.837 millones de dólares (44%), estimándose que se recuperarán estos créditos fiscales durante los años 2013 y 2014.

- **CUENTAS POR COBRAR Y OTROS ACTIVOS:** Se incrementaron en 2.181 millones de dólares (30%), en comparación con el año 2011, alcanzando un total 9.364 millones de dólares en el año 2012, producto del aumento de las cuentas por cobrar a clientes de convenios energéticos en 2.096 millones de dólares (65%), tales como: Secretaría de Hacienda República Dominicana, Caruna (Nicaragua), Bureu Monetisation Des Programammes (Haití), ANCAP (Uruguay), Cammesa (Argentina).

• **GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO Y OTROS ACTIVOS:** Aumentaron en 3.157 millones de dólares (82%), originado principalmente por un anticipo de 606 millones de dólares por la creación de Ley del Fondo Ahorro Nacional y Fondo de Ahorro Popular en mayo de 2012 y aumento de 2.716

millones de dólares de anticipos a contratistas de las siguientes filiales: Bariven, PDVSA Agrícola, PDVSA Petróleo y CVP.

• **INVENTARIOS:** Aumentaron en 1.490 millones de dólares (15%), producto a mayores compras de inventario por

paradas de plantas. Asimismo, el inventario de materiales y suministros se incrementó por 2.106 millones de dólares originado por las empresas Petroanzoátegui, Petromonagas, Petrocedeño y Petropiar.

e | PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2012, el patrimonio presentó un saldo de 75.828 millones de dólares, mostrando un aumento de 1.945 millones de dólares (3%) con

respecto al 31 de diciembre de 2011 que presentó un saldo de 73.883 millones de dólares. Este aumento se produjo por el efecto neto entre el resultado de la ganancia integral

del ejercicio por 4.237 millones de dólares y la disminución por los dividendos decretados en el año 2012 por 1.395 millones de dólares.

f | PASIVO

Al 31 de diciembre de 2012, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 142.596 millones de dólares, lo que representa un aumento de 34.325 millones de dólares (32%) con respecto al 31 de diciembre de 2011, fecha en que se ubicaban en 108.271 millones de dólares. Las variaciones se originan en el sector nacional debido, principalmente, a los siguientes rubros:

DEUDA FINANCIERA

La deuda financiera refleja un incremento de 5.134 millones de dólares (15%) durante el año 2012 en comparación con el año 2011, alcanzando un total de 40.026 millones de dólares en 2012, originado principalmente por el incremento de la deuda de PDVSA Casa Matriz por nuevos instrumentos de deuda adquiridos en durante el año 2012: Bono no garantizado con vencimiento en el año 2035 por 2.850 millones de dólares, Certificados de inversión por 465 millones de dólares, Préstamos garantizados 1.175

millones de dólares. De igual forma, en el período se realizaron pagos de préstamos garantizados y facilidades de crédito.

OTROS PASIVOS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

• **ACUMULACIONES Y OTROS PASIVOS:** Las acumulaciones y otros pasivos aumentaron en 19.032 millones de dólares (45%), en comparación al año 2011, alcanzando un total de 61.095 millones de dólares al año 2012, originado principalmente en las cuentas por pagar a entidades relacionadas por 13.441 millones de dólares, debido a las emisiones de pagarés a favor a la Oficina Nacional del Tesoro (ONT) y el aumento en las acumulaciones contratistas por 3.470 millones de dólares, principalmente en la filial PDVSA Petróleo.

• **BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS Y OTROS BENEFICIOS POST-EMPLEO:** Al 31 de diciembre de 2012 presentaron un incremento en jubilaciones, prestaciones

sociales y otros beneficios post empleo, por 630 millones de dólares, 1.883 millones de dólares y 2.209 millones de dólares, respectivamente, con relación a diciembre 2011. Producto del cálculo retroactivo de las prestaciones sociales establecido en la nueva LOTTT del 2012 y por la entrada en vigencia del nuevo contrato colectivo 2011-2013

Tanto en las filiales venezolanas como en las del exterior, existen planes de jubilación y de otros beneficios que cubren a los trabajadores y ex-trabajadores elegibles. Estos planes, entre otras condiciones, se basan en el tiempo de servicio, la edad y, el salario.

El financiamiento del plan de pensión para los trabajadores venezolanos está basado en un sistema de contribuciones, administrado bajo la figura de capitalización individual. Este plan establece aportes mensuales obligatorios sobre la base del salario normal, de 3% por parte del trabajador y de 9% por

parte de la compañía. En caso de ser necesario, la compañía

hará aportes adicionales para garantizar el pago del monto

de beneficio de pensión según el plan definido por contrato.

g | FLUJO DE CAJA

LIQUIDEZ Y FUENTES DE CAPITAL

La fuente primaria de liquidez son los flujos de caja de las operaciones. Adicionalmente, los préstamos a corto y largo plazo en dólares estadounidenses y en bolívares, representan una fuente de capital para los proyectos de inversión. PDVSA continúa realizando inversiones de capital para mantener e incrementar el número de reservas de hidrocarburos que se operan y la cantidad de petróleo que se produce y procesa. En las operaciones normales del negocio, PDVSA y sus filiales entran en facilidades y acuerdos de préstamos, para cubrir sus necesidades de liquidez y fondos necesarios para los desembolsos de capital.

FLUJO DE CAJA POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2012, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 21.396 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 4.215 millones de dólares, y a los ajustes para conciliar esta ganancia neta por partidas que no implicaron movimiento de efectivo por un importe neto de 17.181 millones de dólares.

FLUJO DE CAJA PARA LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2012, el efectivo neto de PDVSA usado

en las actividades de inversión fue de 25.221 millones de dólares, destinados principalmente a las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos.

FLUJO DE CAJA PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2012, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 3.448 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto, entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 7.277 millones de dólares, y disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada, por 1.537 millones de dólares.

h | PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros consolidados están preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board*-IASB).

Las políticas de contabilidad han sido aplicadas consistentemente para los años presentados en estos estados financieros consolidados, y han sido aplicadas consistentemente por sus filiales, afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

Se han hecho algunas reclasificaciones a los estados financieros consolidados del los años 2010 y 2011, para conformar su presentación con la clasificación usada en el año 2012.

i | NUEVOS PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES AÚN NO ADOPTADOS

Varias normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales son efectivas para los períodos anuales que comienzan después del 1° de enero de 2012, y no se han aplicado anticipadamente en la preparación de estos estados financieros consolidados. No se espera que la aplicación de estas normas tenga un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados de PDVSA, excepto la NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIIF 10 Estados Financieros Consolidados, NIIF 11 Acuerdos Conjuntos, NIIF 12 Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades, NIIF 13 Medición del Valor Razonable y NIC 19 Beneficios a los Empleados, las cuales entrarán en vigencia para los ejercicios económicos iniciados

en o después del 1° de enero de 2013. PDVSA no tiene planes para adoptar estas normas y enmiendas de forma anticipada.

La Gerencia evaluó estas normas y determinó que no tendrán efecto significativo sobre sus estados financieros consolidados, excepto por la enmienda en la NIC 19 Beneficios a los Empleados, ya que el valor acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales debe ser reconocido en los estados financieros consolidados en una cuenta regularizadora, en el rubro de Otros Resultados Integrales, a partir del 1° de enero de 2013. Al 31 de diciembre de 2012, el valor acumulado no reconocido por este concepto es de 1.549 millones de dólares (Bs. 6.662 millones). Adicionalmente, el costo

por servicio pasado por derechos adquiridos y no adquiridos de los trabajadores, debe ser reconocido inmediatamente en el estado consolidado de resultados integrales del ejercicio 2013. Al 31 de diciembre de 2012, el monto acumulado no reconocido por este concepto es de 1.793 millones de dólares (Bs. 7.709 millones). Hasta el 31 de diciembre de 2012, ambos conceptos se deben presentar compensados en el pasivo neto por beneficios a empleados.

La Gerencia está en proceso de evaluación de la NIIF 9 y, aún no ha determinado el posible efecto sobre los estados financieros consolidados. Esta norma entrará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2015.

Glosario de Términos

ALBANAVE	ALBANAVE, S.A.
Bariven	Bariven, S.A.
BITOR	Bitúmenes del Orinoco, S.A.
CALIFE	C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello
Cerro Negro	Petrolera Cerro Negro, S.A.
COMMERCHAMP	COMMERCHAMP, S.A.
Commercit	Commercit, S.A.
Corpoelec	Corporación Eléctrica Nacional, S.A.
Corpoven	Corpoven, S.A.
CVP	Corporación Venezolana de Petróleo, S.A.
EDC	C. A. La Electricidad de Caracas
ELEVAL	C.A. Electricidad de Valencia
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco
Hamaca	Petrolera Hamaca, C.A.
Interven Venezuela	Interven, S.A.
Intevep	Intevep, S.A.
Lagoven	Lagoven, S.A.
Maraven	Maraven, S.A.
PDV Andina	PDV Andina, S.A.
PDV Caribe	PDV Caribe, S.A.
PDV Cupet	PDV Cupet, S.A.
PDV Marina	PDV Marina, S.A.
PDV Sur	PDV Sur, S.A.
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales
PDVSA Agrícola	PDVSA Agrícola, S.A.
PDVSA América	PDVSA América, S.A.
PDVSA Argentina	PDVSA Argentina, S.A.
PDVSA Asfalto	PDVSA Asfalto, S.A.
PDVSA Bolivia	PDVSA Bolivia, S.A.
PDVSA Colombia	PDVSA Colombia, S.A.
PDVSA Cuba	PDVSA Cuba, S.A.

PDVSA Desarrollos Urbanos	PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.
PDVSA Ecuador	PDVSA Ecuador, S.A.
PDVSA Gas	PDVSA Gas, S.A.
PDVSA Gas Comunal	PDVSA Gas Comunal, S.A.
PDVSA Industrial	PDVSA Industrial, S.A.
PDVSA Ingeniería y Construcción	PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.
PDVSA Naval	PDVSA Naval, S.A.
PDVSA Petróleo	PDVSA Petróleo, S.A.
PDVSA Servicios	PDVSA Servicios, S.A.
PDVSA Uruguay	PDVSA Uruguay, S.A.
PDVSA VI	PDVSA Virgin Island, Inc.
Petrocedeño	Petrocedeño, S.A.
Petrolera Bielovenezolana	Petrolera Bielovenezolana, S.A.
Petrolera Güiría	Petrolera Güiría, S.A.
Petrolera Indovenezolana	Petrolera Indovenezolana, S.A.
Petrolera Paría	Petrolera Paría, S.A.
Petrolera Sinoventa	Petrolera Sinoventa, S.A.
Petromonagas	Petromonagas, S.A.
Petropiar	Petropiar, S.A.
Petrosucre	Petrosucre, S.A.
Petrozuata	Petrolera Zuata, Petrozuata C.A.
Petrozumano	Petrozumano, S.A.
POMR	Proyecto Orinoco Magna Reserva
PSO	Proyecto Socialista Orinoco
SENECA	Sistema Eléctrico del estado Nueva Esparta, C. A.
Sincor	Sincrudos de Oriente, S.A.
SINOVENSA	Orifuels Sinovent, S.A.
Tropigas	Tropigas, S.A.C.A.
Vengas	Vengas, S.A.
Veneziran Oil Company	Veneziran Oil Company, S.A.

Nomenclatura

2D	Bidimensional
3D	Tridimensional
°API	Gravedad API
Bs./Lt	Bolívares por litro
Bls	Barriles
BD	Barriles diarios
BPC	Billones de pies cúbicos
BNPD	Barriles netos por día
Bpce	Barriles equivalentes de petróleo
Bpced	Barriles equivalentes de petróleo diarios
Bpd	Barriles de petróleo diarios
Bpe	Barriles de petróleo equivalentes
Btu	Unidades térmicas británicas
Btu/pc	Btu por pie cúbico
Bs/US\$	Bolívares por dólar estadounidenses
Dólares	Dólares estadounidenses
EE/CC	Estaciones de Combustible
EE/SS	Estaciones de Servicio
FEED	Front-End Engineering Desing (Diseño de la Ingeniería Conceptual)
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado.
GOES	Gas original en sitio
ha	Hectáreas
H/H	Horas/Hombre
Hp	Caballos de potencia
in	Pulgadas
ISLR	Impuesto sobre la renta
IVA	Impuesto al valor agregado
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
km ²	Kilómetros cuadrados
kW	Kilovatios
kWh	Kilovatios hora
LGN	Líquidos del gas natural

LPC	Libras por pulgada cuadrada
L	Litros
Lts/día	Litros días
Lts/Seg	Litros segundos
MB	Miles barriles
MBD	Miles barriles diarios
MMB	Millones de barriles
MMBD	Millones de barriles diarios
MBDpe	Miles de barriles diarios de petróleo equivalente, para obtener el barril equivalente el, factor de conversión es de 5,8 PC/Bls.
MMBls	Millones de barriles
MMMBls	Miles de millones de barriles
MMBsF	Millones de bolívares fuertes
MBPCE	Miles de barriles de petróleo equivalentes
MMBpce	Millones de barriles de petróleo equivalentes
MBpced	Miles de barriles equivalentes de petróleo diarios
MMBpced	Millones de barriles equivalentes de petróleo diarios
MMLts	Millones de litros
MPC	Miles de pies cúbicos
MMPC	Millones de pies cúbicos
MPCD	Miles de pies cúbicos diarios
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos
MPCN	Miles de pies cúbicos normales
MMPCN	Millones de pies cúbicos normales
MMMPCN	Miles de millones de pies cúbicos normales
MMPCGD	Millones de pies cúbicos de gas diario
MMPC/Bls	Millones de pies cúbicos por barriles
MBtu	Miles de unidades térmicas británicas
MBHP	Mil Break HorsePower
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
m	Metros
m ²	Metros cuadrados
MTM	Miles de toneladas métricas

MTM/A	Miles de toneladas métricas por año
MMT/A	Millones de toneladas métricas por año
MMUS\$	Millones de dólares estadounidenses
MMkW	Millones de kilovatios
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
MW/p	Mega watt por paneles
OCTG	Oil Country Tubular Goods
PC	Pies cúbicos
PC/B	Pies cúbicos por barril
PCD	Pies cúbicos diarios
PCN	Pies cúbicos normales
PCGD	Pies cúbicos de gas diario
Pen	Porcentaje de penetración
Ppm	Partes por millón
POES	Petróleo original en sitio
p/p	masa de soluto/masa de solución
t	Toneladas
TA	Toneladas año
TCF	Trillones de pies cúbicos
TD	Toneladas diarias
Tm	Toneladas métricas
Tm/A	Toneladas métricas año
Toe	Tonelada equivalente del Petróleo
TPM	Toneladas Peso Muerto
Und	Unidades
US\$	Dólares estadounidenses
US\$/BI	Dólares estadounidenses por barril
US\$/L	Dólares estadounidenses por litro
UT	Unidades tributarias
W	Vatios
Wh	Vatios hora
Ra/Rc	Reacondicionamiento/Recompletación

