



INFORME

DE GESTIÓN ANUAL 2014

ADMINISTRACIÓN SOBERANA DE NUESTRO RECURSO NATURAL



I N F O R M E DE GESTIÓN ANUAL **2014**

ADMINISTRACIÓN SOBERANA DE NUESTRO RECURSO NATURAL

ÍNDICE

MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA	10
• VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO	
HISTORIA Y DESARROLLO	16
FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA	17
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	19
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	20
GOBIERNO CORPORATIVO	24
Asamblea de Accionistas	25
Junta Directiva	25
Comité Ejecutivo	25
RESPONSABILIDADES DE ENLACE DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA	26
RECURSOS HUMANOS	28
• PLAN ESTRATÉGICO	
GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS	32
PRINCIPALES METAS PETROLERAS INCLUIDAS EN LA LEY DEL PLAN DE LA PATRIA	33
RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS	34
• PRINCIPALES ACTIVIDADES	
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	38
Reservas	39
Exploración	43
Producción	45
Empresas Mixtas	51
GAS	63
Producción y disponibilidad del Gas Natural y LGN	65
Compresión de Gas	67
Transporte, Distribución y Comercialización	68
Gas Doméstico y Comercial	70
REFINACIÓN	72
Capacidad de Refinación	73
Refinación Nacional	74
Refinación Internacional	75
COMERCIO Y SUMINISTRO	79
Exportaciones de Hidrocarburos	80
Mercado Nacional	85
TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS	96
Suministro y Logística	97
PDV Marina	97
Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)	98
PDVSA Naval	100

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	105
SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL	109
AMBIENTE	109
DESARROLLO SOCIAL	110
PDVSA LA ESTANCIA	112

•CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA

PETROAMÉRICA	116
PETROCARIBE	120
ACUERDOS DE SUMINISTRO	123

•NUEVOS NEGOCIOS

PDVSA AGRÍCOLA, S.A.	129
PDVSA INDUSTRIAL, S.A.	130
PDVSA SERVICIOS PETROLEROS, S.A. (PSPSA)	131
PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.	141
PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.	142

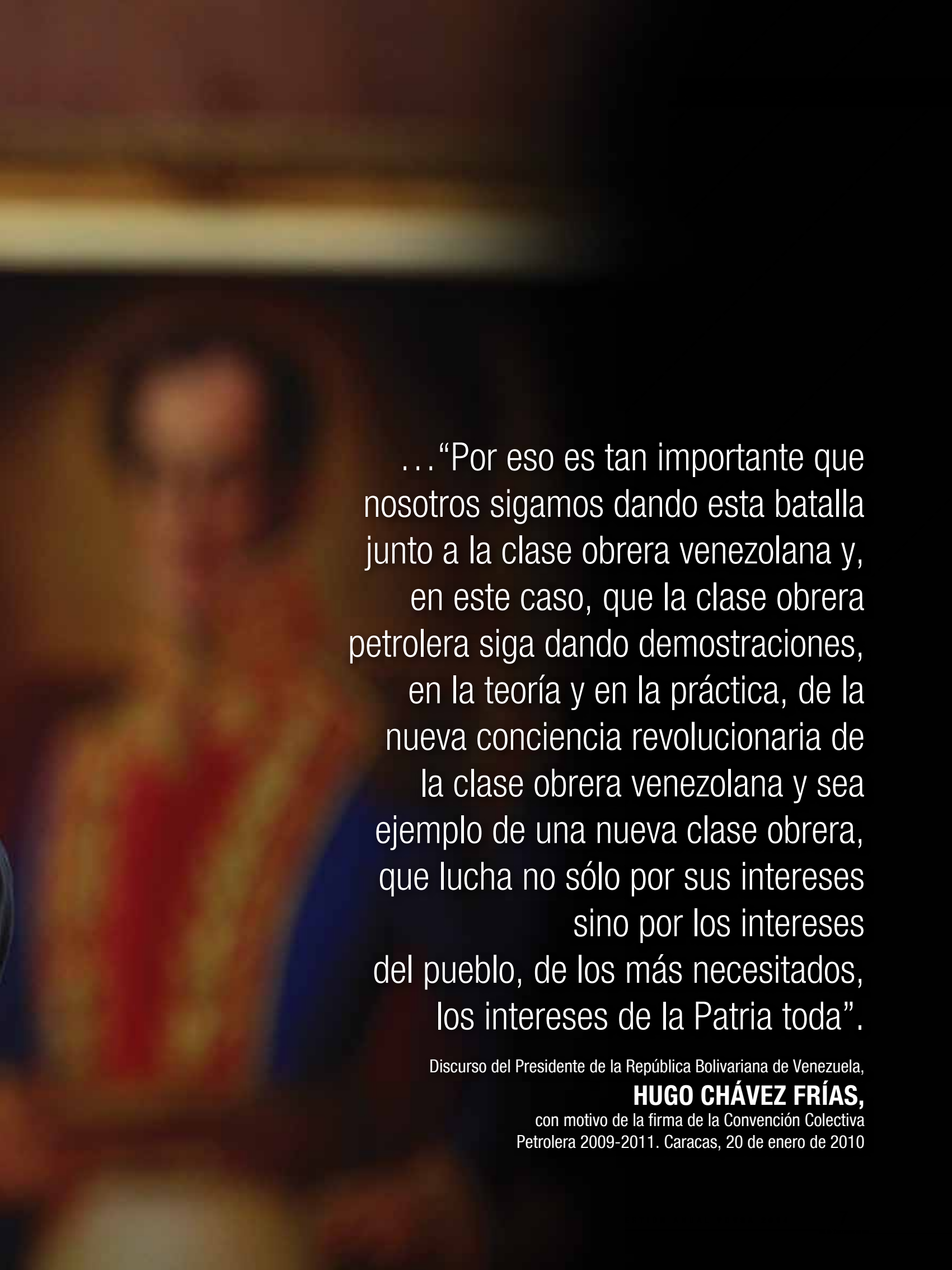
•COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

GARANTÍAS	146
ACUERDOS CON LA ORGANIZACIÓN DE PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP)	146
LITIGIOS Y RECLAMOS	146
OTROS LITIGIOS Y RECLAMOS	146
CUMPLIMIENTO CON REGULACIONES AMBIENTALES	147
OTROS ASUNTOS	147

•ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO

RESUMEN EJECUTIVO	150
APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	152
RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS	154
Resumen Consolidado de Información Financiera	156
Producción	163
Ventas de Petróleo, sus Productos y Otros	163
Costos y Gastos	163
Activo	164
Patrimonio	165
Pasivo	165
Flujo de Caja	166
Preparación y Presentación de los Estados Financieros	166
Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados	166
GLOSARIO DE TÉRMINOS	168
NOMENCLATURA	170





...“Por eso es tan importante que nosotros sigamos dando esta batalla junto a la clase obrera venezolana y, en este caso, que la clase obrera petrolera siga dando demostraciones, en la teoría y en la práctica, de la nueva conciencia revolucionaria de la clase obrera venezolana y sea ejemplo de una nueva clase obrera, que lucha no sólo por sus intereses sino por los intereses del pueblo, de los más necesitados, los intereses de la Patria toda”.

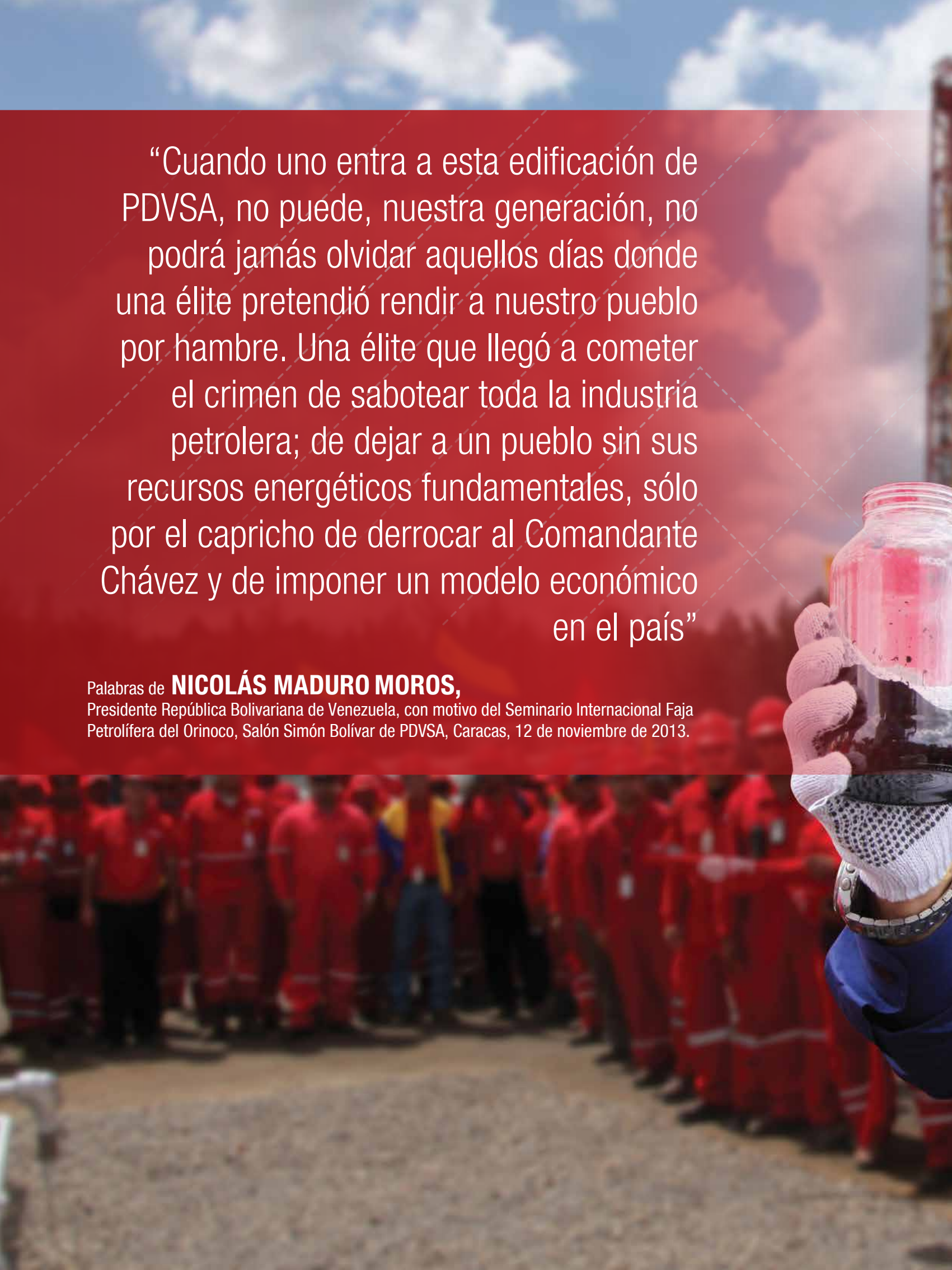
Discurso del Presidente de la República Bolivariana de Venezuela,

HUGO CHÁVEZ FRÍAS,

con motivo de la firma de la Convención Colectiva
Petrolera 2009-2011. Caracas, 20 de enero de 2010

“Cuando uno entra a esta edificación de PDVSA, no puede, nuestra generación, no podrá jamás olvidar aquellos días donde una élite pretendió rendir a nuestro pueblo por hambre. Una élite que llegó a cometer el crimen de sabotear toda la industria petrolera; de dejar a un pueblo sin sus recursos energéticos fundamentales, sólo por el capricho de derrocar al Comandante Chávez y de imponer un modelo económico en el país”

Palabras de **NICOLÁS MADURO MOROS**,
Presidente República Bolivariana de Venezuela, con motivo del Seminario Internacional Faja
Petróliera del Orinoco, Salón Simón Bolívar de PDVSA, Caracas, 12 de noviembre de 2013.







LA NUEVA PDVSA RINDE CUENTAS GESTIÓN Y RESULTADOS 2014

Mensaje del Presidente de PDVSA

La historia de Petróleos de Venezuela estuvo signada en el año 2014, por dos decisiones del Presidente de la República Bolivariana, Nicolás Maduro Moros: la designación de un nuevo Presidente el 2 de septiembre y la designación de una nueva Junta Directiva el 30 de diciembre.

En ambas oportunidades, y siguiendo la visión estratégica petrolera del Comandante Supremo Hugo Rafael Chávez Frías, concentramos nuestros esfuerzos para continuar el trabajo adelantado y fortalecer la misión de la PDVSA del Pueblo, tomando como premisa que la empresa petrolera nacional debe estar siempre subordinada al Estado venezolano y alineada con sus orientaciones e intereses, tal como nos lo ha instruido el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

En este sentido, el plan estratégico contó con dos metas prioritarias: aumentar gradual y sostenidamente la producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, Hugo Chávez Frías, de acuerdo al Plan Siembra Petrolera y a la Ley del Plan de la Patria, y continuar fortaleciendo el bienestar de todos los trabajadores, por ser éstos las piezas fundamentales y más importantes de esta gestión.

Así tenemos que entre los principales logros del 2014, la PDVSA Socialista mantuvo un promedio de producción cercano a los 2,9 millones de barriles diarios, extracción enmarcada dentro de la política de defensa del precio del barril en los mercados internacionales, acordada por la OPEP, totalizando sus exportaciones en unos 2,4 millones de barriles diarios.

El precio promedio de la cesta venezolana de crudos se ubicó en 88,4 dólares, afectado principalmente por la caída iniciada en los



últimos meses del año, con lo cual PDVSA obtuvo ingresos totales de 128 mil millones de dólares, de los cuales, 105 mil millones corresponden a exportaciones y ventas netas en el exterior. Sus activos sobrepasaron los 226 mil millones de dólares y su patrimonio los 89 mil millones de dólares.

En este período se implementaron nuevas estrategias de pago a proveedores, lo que aunado a otros factores ha permitido reducir los pasivos totales en más de 9 mil millones de dólares, con relación a los pasivos acumulados al cierre del año 2013. La ganancia integral registrada para este ejercicio fue de 12 mil millones de dólares.

Petróleos de Venezuela es y seguirá siendo del pueblo, nunca más estará desligada del destino de nuestra Patria. Por esta razón, la PDVSA Socialista ha seguido garantizando que una cuota relevante de sus ingresos sean dirigidos al bienestar del pueblo venezolano, razón por la cual los aportes fiscales pagados a la Nación en el 2014 estuvieron en el orden de 169 mil millones de bolívares; al Fonden se dirigieron 10 mil 400 millones de dólares y los recursos transferidos efectivamente para el desarrollo social, sumaron más de 128 mil millones de bolívares.

PDVSA ha demostrado estar comprometida con el desarrollo del país y para optimizar estos resultados sigue buscando alianzas estratégicas con empresas de países hermanos, diseñando esquemas de negocio con sectores públicos y privados: nacionales e internacionales, valorando a sus socios, abiertos a inversiones privadas y sigue creando empresas mixtas como modelos exitosos de gestión, siempre dentro del marco jurídico que rige a las leyes venezolanas, en los cuales se maximice el beneficio de la renta petrolera, promueva el desarrollo social, logre el intercambio tecnológico, incentive la protección ambiental y, por supuesto, garantice la seguridad operacional.

Convencida de ese compromiso histórico con la patria bolivariana, PDVSA continuó impulsando el avance estratégico en el gran reservorio energético de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, logrando un récord de producción al final del período de 1.292.000 barriles día, destacando en éste, los 31.000 barriles día alcanzados en sus nuevos desarrollos.

También mostramos con orgullo, los logros de la soberanía gasífera con más de 198 billones de pies cúbicos de reservas probadas de

gas, acelerando de esta manera el crecimiento de la producción de gas natural y el desarrollo del cinturón gasífero del Caribe, con el avance de los proyectos Mariscal Sucre y Cardón IV, más los nuevos campos productores en tierra, como una política energética del Estado venezolano de sustitución de combustibles líquidos en el mercado interno.

En materia de integración geopolítica mantuvimos y fortalecimos los diferentes acuerdos en materia energética que se firmaron con los países latinoamericanos y del Caribe, concretando alianzas estratégicas entre los países productores de hidrocarburos en el mundo.

Estos logros solo fueron posible gracias al incansable esfuerzo de todos sus trabajadores, quienes entienden la potencialidad energética de Venezuela: sus reservas, sus recursos, sus planes de desarrollo y su compromiso impostergable con el pueblo de Bolívar. Los trabajadores de la PDVSA Socialista, quinta empresa más importante del Planeta, según un estudio comparativo publicado por Petroleum Intelligence Weekly (PIW) en el 2014, dispuestos, comprometidos y apasionados han descubierto que aprendiendo-haciendo, los llena de fortaleza, da experiencia técnica y hará la gran diferencia futura con el resto de las empresas petroleras del mundo.

Orgullosos de estos resultados, pero convencidos de lograr mucho más, es prioridad para PDVSA fortalecer los institutos de investigación del Estado, impulsando su vinculación con la industria petrolera nacional. Por ello, es importante para nosotros buscar el acercamiento con las universidades nacionales, apoyamos todos los programas de formación en hidrocarburos, mantenemos los programas de post-gradados en nuestra Universidad Venezolana de los Hidrocarburos (UVH), fomentamos el establecimiento de esquemas de financiamiento a la investigación, desarrollo y cooperación tecnológica en el campo petrolero, con organismos internacionales especializados y empresas aliadas, e incentivamos eventos técnicos nacionales e internacionales, porque queremos celebrar, además de los 100 años de historia del Zumaque 1, que tenemos más de dieciocho mil pozos productores de petróleo, que ahora dan sus frutos para el bienestar del pueblo venezolano.

Hoy, a pesar de la guerra de precios por barril de petróleo, de la guerra económica, de las adversidades y de los enemigos de esta Patria, PDVSA presenta sus resultados operativos y financieros,



fortaleciendo las mejores prácticas, transparencia y rendición de cuenta. Esta empresa mira hacia el futuro porque es una Corporación sólida, porque tiene muy claro a dónde ir, porque comprende la dimensión de lo que significan sus decisiones y porque cuenta con una misión ideada por un gigante: Hugo Chávez, y ejecutada por miles de trabajadores petroleros que están comprometidos con esta Patria.

PLANES DE ACCIÓN 2015

Respaldados por unas reservas probadas de crudo de 299.953 millones de barriles y 198.368 billones de pies cúbicos de reservas probadas de gas seguiremos avanzando en el cumplimiento de los objetivos estratégicos y las políticas del Plan de la Patria en el año 2015, impulsando la reorganización de PDVSA para brindarle mayor flexibilidad operativa, a través de la modernización de los procesos de planificación y administración; fortaleciendo los esquemas de cooperación públicos y privados para maximizar los procesos de la cadena de valor de hidrocarburos y profundizando las competencias

requeridas para optimizar la eficiencia de los procesos, mediante el uso de indicadores y evaluación de oportunidades que den soporte a los objetivos del negocio.

Esta nueva Junta Directiva seguirá impulsando la exploración de los recursos petroleros para lograr su transformación en reservas probadas de hidrocarburos, a través de un programa de incorporación de reservas de crudo, condensado y gas en todas las áreas del territorio nacional y acelerar la formulación de los planes y estrategias de explotación de yacimientos, con énfasis en las reservas probadas no desarrolladas.

Continuaremos promoviendo la optimización de costos de exploración, producción, desarrollo de campos y segregaciones de producción, así como también la asimilación, desarrollo e implantación de tecnologías orientadas a la recuperación adicional de hidrocarburos, y seguiremos identificando e implementando las mejores tecnologías de extracción en yacimientos, en la búsqueda de maximizar el factor de recobro y su valor económico.



Trabajaremos para desarrollar la infraestructura de transporte y almacenamiento necesario para asegurar el suministro confiable de gas natural y GLP, desde los puntos de producción hasta los centros de distribución para los sectores doméstico, comercial e industrial, haciendo un esfuerzo por disminuir los costos unitarios del transporte de gas licuado de petróleo e incrementar los puntos de entrega, construyendo nuevos proyectos para el transporte a través de ductos.

Se continuará con el plan de mantenimiento preventivo del circuito refinador nacional de PDVSA y la construcción de nuevos proyectos de refinación, adaptados al tipo de crudo que se estará produciendo, buscando generar la mayor cantidad de insumos y valor agregado en el país.

En materia social, continuaremos con los planes estratégicos de interacción con la comunidad, atendiendo los problemas en materia de vivienda, educación, salud, agua, vialidad, que permitan mantener la sensibilidad del trabajador petrolero hacia las

necesidades del entorno y fortalecer la política de PDVSA de atender las áreas de influencia de la producción, así como propulsaremos la integración socio-económica en las comunidades circundantes a sus operaciones, a través del desarrollo de proyectos y programas sociales enmarcados en líneas programáticas de: Misión Vivienda, Educación Bolivariana, Salud Integral, Infraestructura de Servicios, Economía Socialista y Poder Popular, en coordinación con las políticas del Gobierno Bolivariano.

Eulogio Del Pino
Presidente





Visión general **DEL NEGOCIO**



HISTORIA Y DESARROLLO

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus filiales constituyen una Corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el Estado venezolano 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 (MPetroMin).

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

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

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

PDVSA tiene su domicilio en la República Bolivariana de Venezuela. Las oficinas de la Casa Matriz están localizadas en la Avenida Libertador con calle el Empalme, La Campiña, Apartado N° 169, Caracas 1050-A. Su número telefónico: +58-212-708-4111. Su sitio en Internet es: **www.pdvsa.com**.





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 2014:

FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA

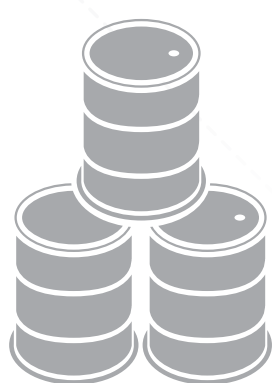
Fuerza Laboral Propia (Petrolera y No Petrolera)	152.072	Personas	Taladros / Año	324,8	Und
Fuerza Laboral Contratista (Petrolera)	25.698	Personas	Yacimientos	2.244	Und
Ingresos Totales	128.439	MMUS\$	Campos Petroleros	264	Und
Ganancia Integral	12.465	MMUS\$	Principales Oleoductos	3.022	km
Total Activos	226.760	MMUS\$	Capacidad de Refinación con Participación de PDVSA	2.822	MBD
Total Patrimonio	89.757	MMUS\$	Capacidad de Refinación en Venezuela	1.303	MBD
Adquisición Sísmica 3D	183	km ²	Capacidad de Refinación Internacional	1.519	MBD
Adquisición Sísmica 2D	747	km	Expendio de Combustibles (EE/CC) activos	1.691	Und
Reservas Probadas de Crudo	299.953	MMBls	Plantas Compresoras de Gas	128	Und
Reservas Probadas de Gas	198.368	MMMPD	Plantas de Líquidos de Gas Natural LGN (Extracción y Fraccionamiento)	11	Und
Potencial de Producción de Crudo	3.297	MBD	Capacidad de Fraccionamiento de LGN Instalada	268	MBD
Producción Nación	2.899	MBD	Gasoductos de Gas Metano	4.834	km
Producción de Gas Natural neta	4.818	MMPCD	Poliductos para Transporte de Productos	1.525	km
Producción de Gas Natural	831	MBDpe			
Pozos Activos	18.516	Und			

Posición de PDVSA respecto a Otras Empresas Internacionales

De acuerdo con el estudio comparativo publicado el 18 de noviembre de 2014 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.

POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS



1ra
EN RESERVAS PROBADAS DE ▶ **CRUDO**
299.953 MMBIs

POSICIÓN	EMPRESA	PAÍS
1	SAUDI ARAMCO	Arabia Saudita
2	NIOC	Irán
3	CNPC	China
4	EXXONMOBIL	EUA
5	PDVSA	Venezuela
6	SHELL	Holanda
7	BP	Reino Unido
8	GAZPROM	Rusia

POSICIÓN	EMPRESA	PAÍS
9	ROSNEFT	Rusia
10	CHEVRON	EUA
11	TOTAL	Francia
12	PETROBRAS	Brasil
13	KPC	Kuwait
14	PEMEX	México
15	SONATRACH	Argelia

FUENTE: Petroleum Intelligence Weekly, 18 de noviembre de 2014. (Basado en cifras preliminares de 2013)



DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

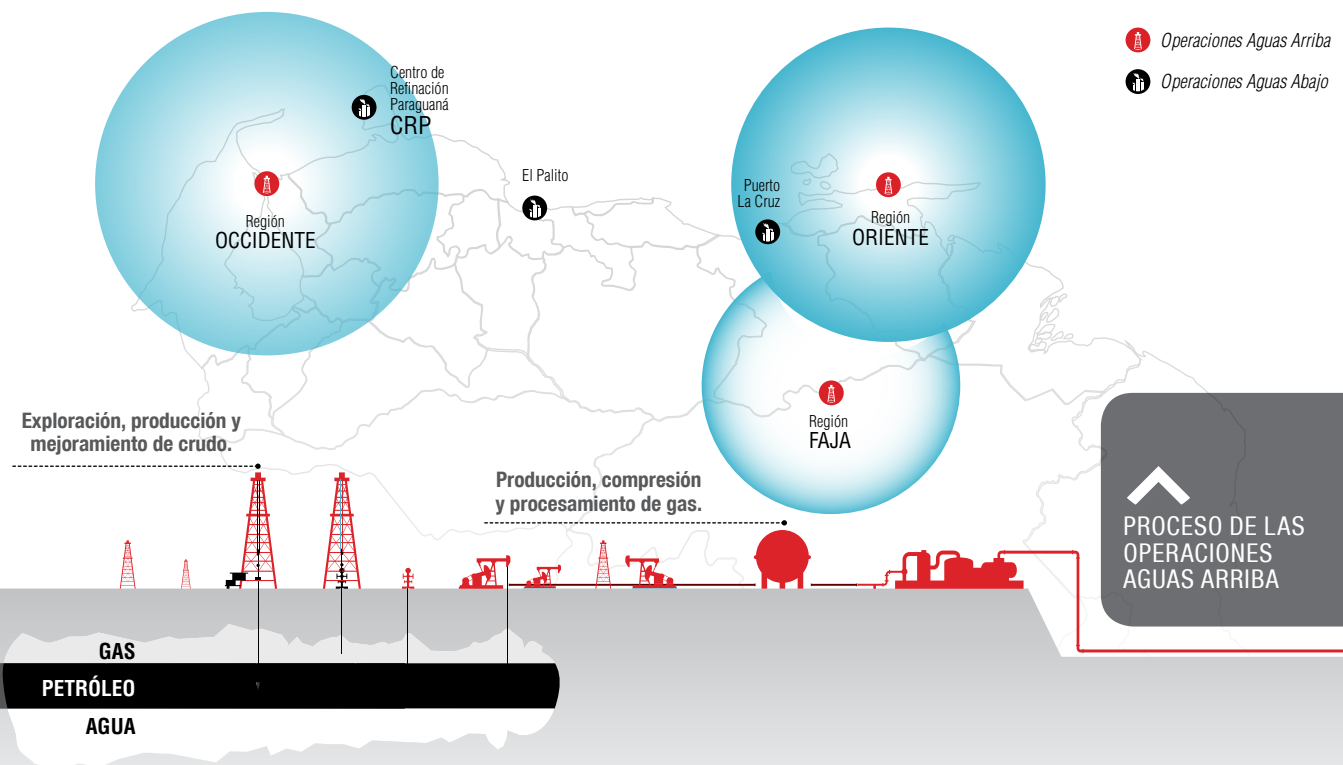
PDVSA planifica, coordina, supervisa y controla las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de crudo y demás hidrocarburos de sus filiales, tanto en la República Bolivariana de Venezuela como en el exterior. Sus funciones también incluyen la promoción o participación en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización y prestación de servicios para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana.

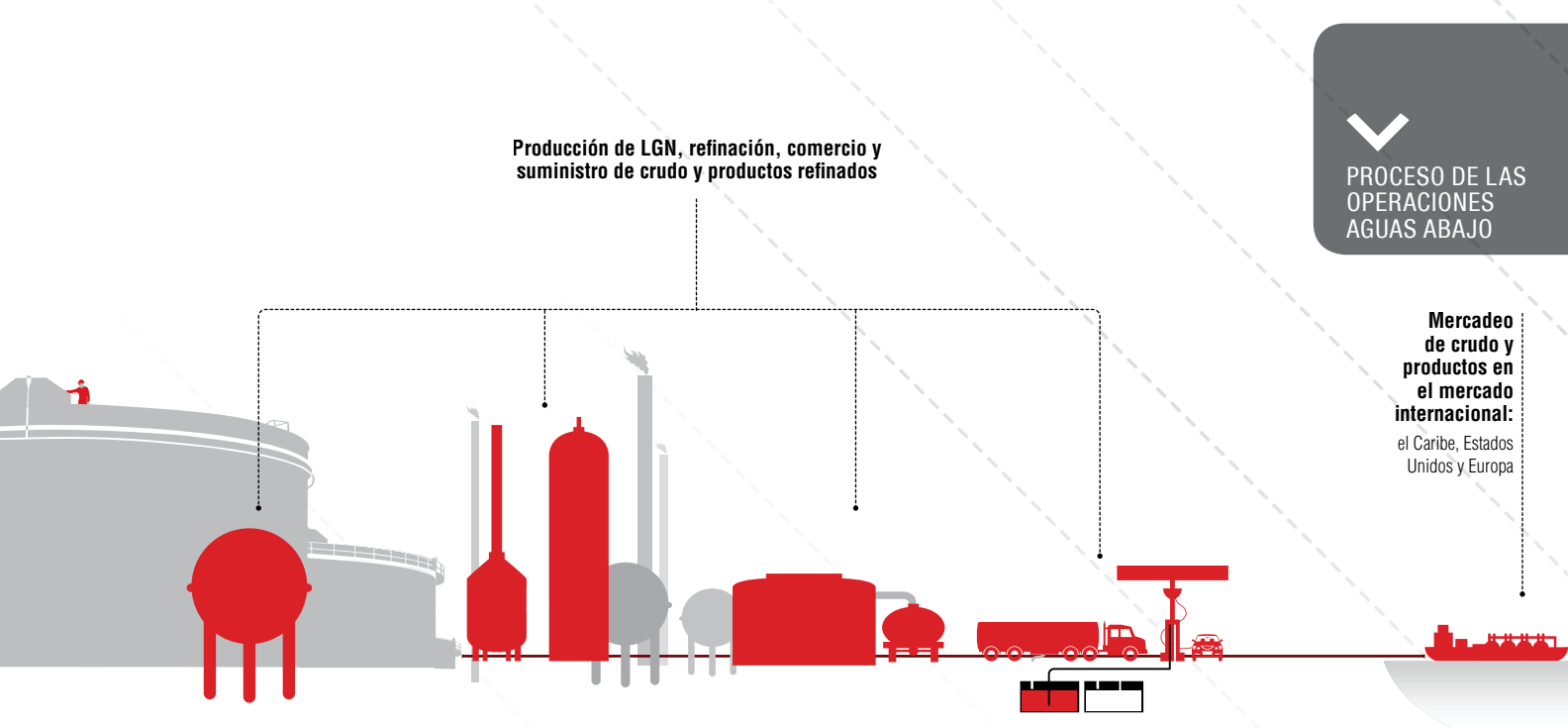
ACTIVIDADES.

Las operaciones “Aguas Arriba” incluyen las actividades de exploración, producción y mejoramiento de crudo localizadas en cinco Direcciones Ejecutivas: Oriente, Occidente, Costa Afuera, Nuevos Desarrollos y Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías. Con respecto al negocio de Gas, comprende la producción y compresión de gas.

Las operaciones “Aguas Abajo” incluyen las actividades de refinación, comercio y suministro de crudo y productos refinados, así como el procesamiento de gas para la producción de LGN, transporte y distribución de gas, así como el mercadeo de gas natural en el mercado nacional.

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





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 mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas, S.A., cambió 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 constituyó dos filiales para materializar los acuerdos energéticos suscritos con otros países latinoamericanos y del Caribe: PDV 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, lo cual 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. El 1° de mayo de 2007 fue nacionalizada la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con el objetivo de consolidar la Plena Soberanía Petrolera y orientar la reserva más grande del planeta al desarrollo nacional, por lo que desde la CVP se impulsó la migración de las antiguas asociaciones estratégicas a Empresas Mixtas con la mayoría accionaria y control del Estado venezolano.



Para finales del año 2007 y durante 2008, la Corporación inició la creación de las filiales que conforman el sector no petrolero para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo 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 se encuentran en actividad las siguientes: PDVSA Agrícola, S.A.; PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.; PDVSA Industrial, S.A.; PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.; PDVSA Naval, S.A.; PDVSA Gas Comunal, S.A. y PDVSA TV, S.A.

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

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

Para reforzar esta maleabilidad organizacional y garantizar una expansión exitosa, en el primer trimestre del año 2013 aprobaron los Modelos de Estructuras Básicas de 33 Empresas Mixtas, de acuerdo con el tipo de crudo producido, quedando organizadas de la siguiente manera:

TABLA • MODELOS DE ESTRUCTURAS BÁSICAS DE EMPRESAS MIXTAS

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

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

En enero de 2014, la Filial Petrolera PDVSA Servicios Petroleros fue reorganizada con la finalidad de fortalecer la interrelación y corresponsabilidad con los Negocios de Exploración, Producción y Gas, el parque de taladros y los servicios especializados a pozos, para lo cual se incluyeron seis Direcciones Ejecutivas de Servicios Petroleros: Región Faja; Región Occidente; Región Oriente; Región Costa Afuera; Gas; e Internacional, Filiales, Geofísica y Geodesia.

Para el primer trimestre de 2014, fueron aprobadas modificaciones a la estructura básica de la Dirección Ejecutiva de Producción de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, donde las Gerencias de Recursos Humanos, Asuntos Públicos, Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional, Contratación, Desarrollo Social No Petroleros, Servicios Eléctricos, Ingeniería de Costos, Confiabilidad Operacional, Salud y las Direcciones Adjuntas de Logística y Ambiente reportarán administrativamente y funcionalmente a las Direcciones Ejecutivas de Producción y de Nuevos Desarrollos de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías. Las Unidades Básicas de Construcción para la Producción (UBCP), reportarán directamente a la máxima autoridad del campo de producción que les corresponda, puede ser la Empresa Mixta, División o Distrito.

En ese mismo lapso, el negocio de Exploración y Producción de Occidente fue objeto de modificaciones en su estructura, quedando de la siguiente forma: Dirección Ejecutiva de Producción Occidente a la que le deben reportar la Dirección Adjunta de Ambiente, la Dirección Adjunta de Producción, la Dirección Adjunta del Nuevo Desarrollo Franquera Moporo La Ceiba (FRAMOLAC) y la Dirección Adjunta de Infraestructura Operacional.

En el segundo trimestre de 2014, fue aprobada la estructura organizativa de la Dirección Ejecutiva del Conglomerado Nacional Industrial Petrolero (CNIP), ente articulador entre PDVSA y las empresas públicas, privadas, asociaciones y cooperativas

vinculadas con las actividades petroleras, gasíferas y petroquímicas, cuyo objetivo es crear una sólida plataforma industrial que ofrezca soporte a los planes de producción y desarrollo de estos sectores, según lo contemplado en el Plan Siembra Petrolera. En este sentido, la CNIP también apunta al aprovechamiento de oportunidades de exportación a mercados internacionales.

Con respecto a las filiales del exterior, en 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 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.

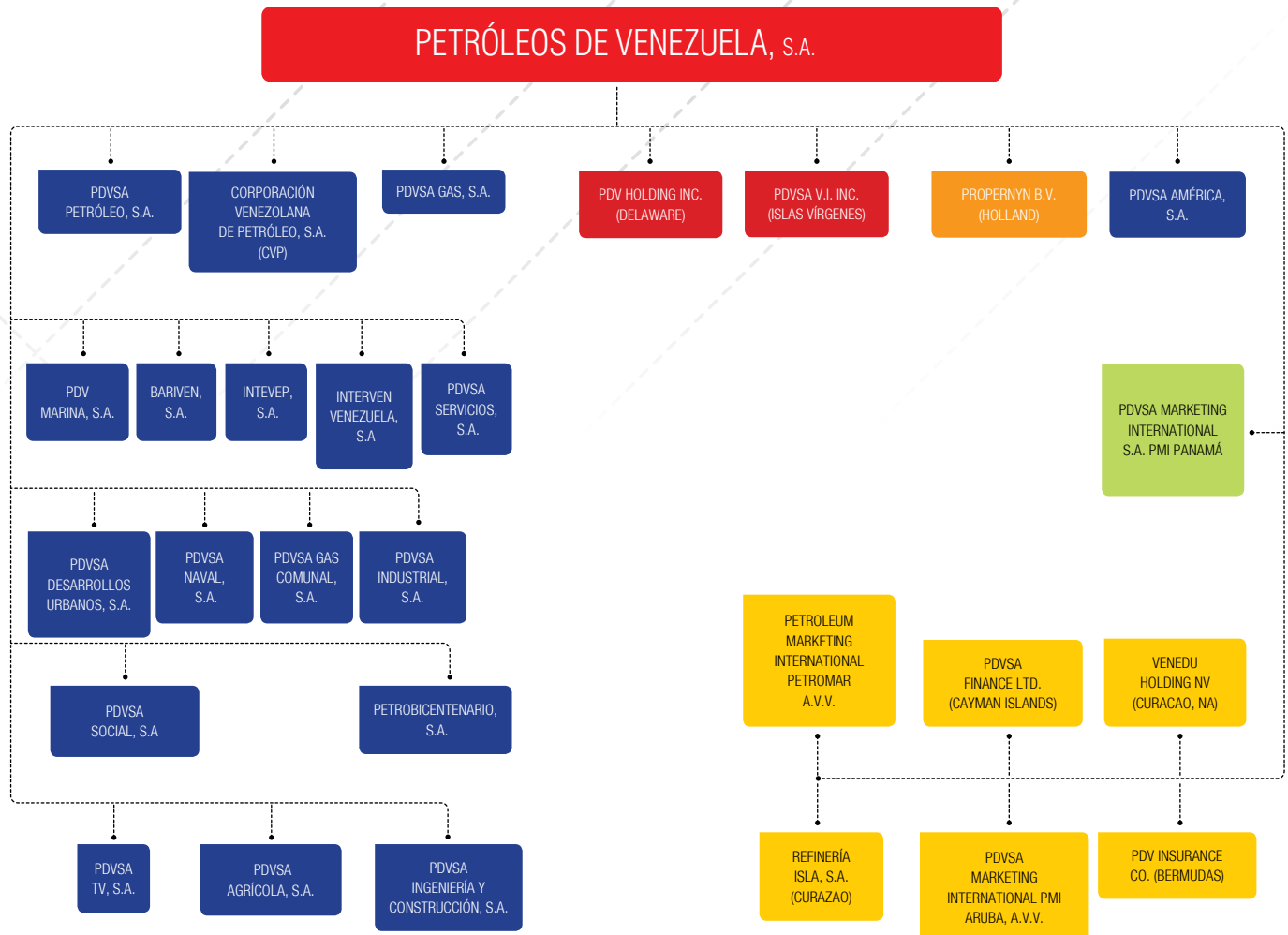
En Europa, PDVSA maneja sus actividades de refinación de petróleo y productos derivados a través de la filial PDV Europa B.V. la cual posee una participación accionaria de 50% de Nynas AB (Nynas), una compañía con operaciones en Suecia y en el Reino Unido y propiedad conjunta con Neste Oil. Por medio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

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

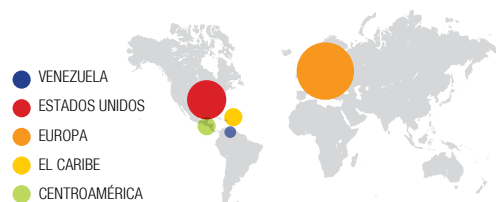
Asimismo, PDVSA cuenta con la filial Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC), que posee un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de petróleo y sus derivados, ubicado en Bonaire.



ESTRUCTURA DE LAS PRINCIPALES FILIALES DE PDVSA



UBICACIÓN



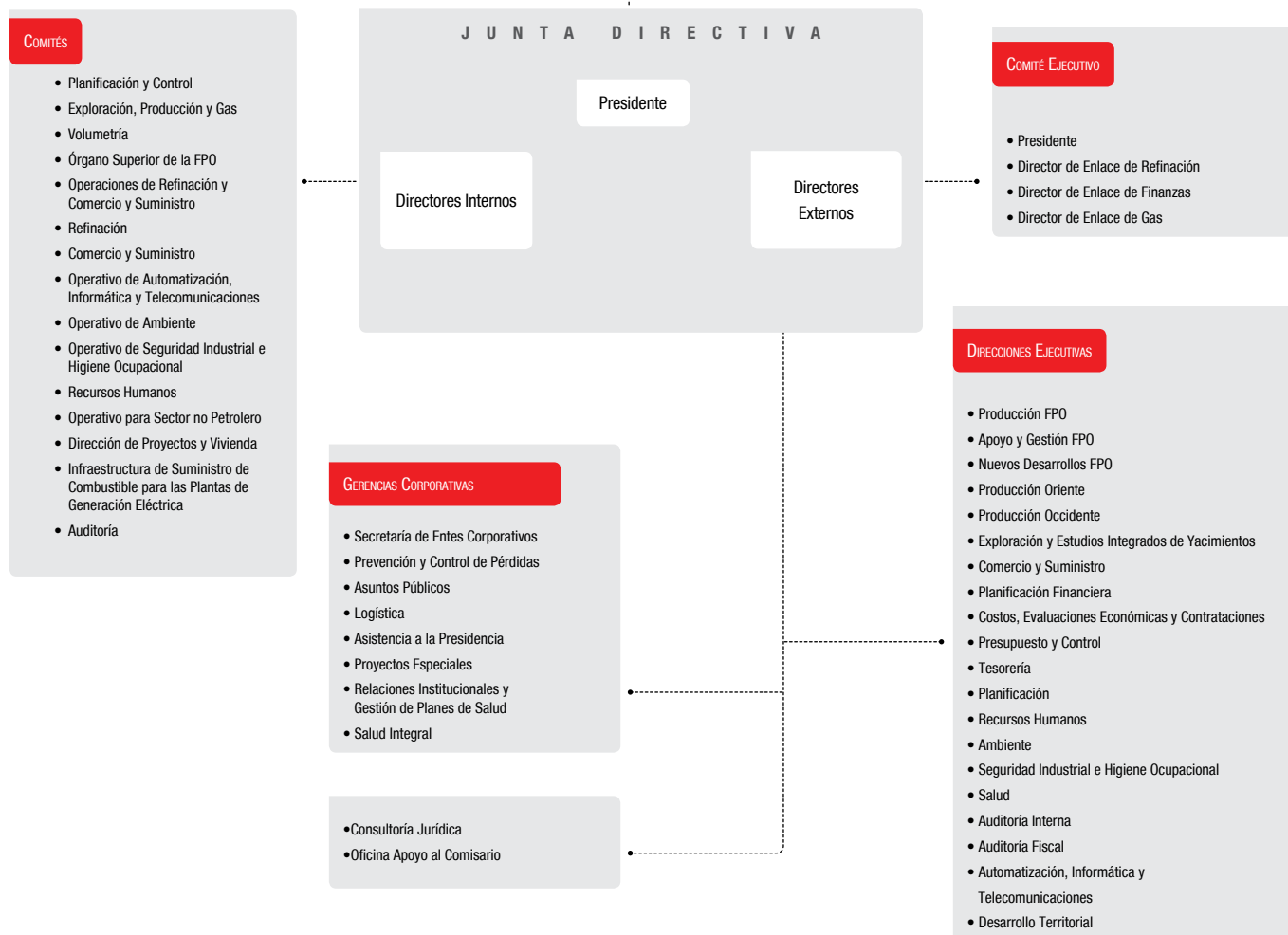


GOBIERNO CORPORATIVO

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una empresa nacional profundamente comprometida con el pueblo venezolano, cuyo objetivo es asegurar el manejo transparente, eficiente y adecuado de los recursos del Estado bajo principios profesionales y éticos,

en beneficio de los intereses de la República, por medio de un conjunto de normas que regulan la estructura y el funcionamiento de la entidad.

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





Asamblea de Accionistas

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

El Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería y los demás Ministros, que oportunamente pueda designar el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, ejercerán la representación de la República.

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, conoce el Informe del Comisario Mercantil y designa su suplente.

Junta Directiva

La Junta Directiva es el 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 la formulación y seguimiento de las estrategias operacionales, económicas, financieras y sociales, de conformidad con lo previsto en la cláusula décimosexta del Documento Constitutivo – Estatutos.

La Junta Directiva debe estar integrada por no menos de siete, ni más de 11 miembros, designados mediante decreto presidencial, por un término inicial de dos años, renovable por períodos iguales o hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

En fecha 18 de junio de 2014, el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, mediante el Decreto N° 6.132, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, designó al ciudadano Ricardo Menéndez como Director Externo de PDVSA.

Posteriormente, el 2 de septiembre de 2014, mediante los Decretos Presidenciales N° 1.213 y 1.214, publicados en la Gaceta Oficial de

la República Bolivariana de Venezuela N° 40.488, fueron designados los ciudadanos Asdrúbal Chávez y Eulogio Del Pino, como Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería y Presidente de PDVSA, respectivamente.

El 30 de diciembre de 2014, el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, por el Decreto Presidencial N° 1.582, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 40.571, nombró a la Junta Directiva de PDVSA, quedando conformada ésta por un Presidente, cinco Directores Internos y tres Directores Externos.

Al 31 de diciembre de 2014, la Junta Directiva de PDVSA quedó conformada por las siguientes personas:

1. **EULOGIO DEL PINO**, Presidente.
2. **ORLANDO CHACÍN**, Director Interno.
3. **JESÚS LUONGO**, Director Interno.
4. **ARACELIS SUEZ**, Directora Interna.
5. **ANTÓN CASTILLO**, Director Interno.
6. **CARLOS ERIK MALPICA**, Director Interno.
7. **RODOLFO MARCO TORRES**, Director Externo.
8. **RICARDO MENÉNDEZ**, Director Externo.
9. **WILLS RANGEL**, Director Externo.

Comité Ejecutivo

El Comité Ejecutivo es el órgano administrativo de gobierno inmediatamente inferior a la Junta Directiva de PDVSA. Este Comité posee las mismas atribuciones y competencias de la Junta Directiva, según la 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.

En fecha 8 de septiembre de 2014, la Junta Directiva aprobó en su reunión 2014-12, la actualización de los miembros del Comité Ejecutivo, quedando conformado por el Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A., quien lo presidirá y el Director de Enlace de Finanzas, el Director de Enlace de Refinación y el Director de Enlace de Gas, en calidad de miembros.



RESPONSABILIDADES DE ENLACE DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA

**SR. EULOGIO DEL PINO, PRESIDENTE.****ORGANIZACIONES:**

PREVENCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

ASUNTOS PÚBLICOS

CONSULTORÍA JURÍDICA

SECRETARÍA GENERAL DE ENTES CORPORATIVOS

AUDITORÍA

PLANIFICACIÓN

PLANIFICACIÓN Y CONTROL

SR. CARLOS ERIK MALPICA, DIRECTOR.**ORGANIZACIONES:**

FINANZAS

PDVSA AGRÍCOLA, S.A.

PLAN FONDO DE AHORROS

PDV INSURANCE

PDV FINANCE

PDVSA INDUSTRIAL, S.A.

SR. ORLANDO CHACÍN, DIRECTOR DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.**ORGANIZACIONES:**

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

CVP

PDVSA SERVICIOS, S.A.

PROCURA

PDVSA AMÉRICA

INTEVEP

UNIVERSIDAD VENEZOLANA DE LOS

HIDROCARBUROS

PDV EUROPA

SR. JESÚS LUONGO, DIRECTOR DE REFINACIÓN, COMERCIO Y SUMINISTRO.**ORGANIZACIONES:**

RECURSOS HUMANOS

INTERVEN

PDV MANTENIMIENTO

PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

REFINACIÓN, COMERCIO Y SUMINISTRO

PDV MARINA

EMPRESA NACIONAL DE TRANSPORTE

PDV CARIBE

CITGO

PDV HOLDING

PDVSA NAVAL, S.A.

SALUD

SRA. ARACELIS SUEZ, DIRECTORA.**ORGANIZACIONES:**

AUTOMATIZACIÓN, INFORMÁTICA Y

TELECOMUNICACIONES

MISIÓN RIBAS

DESARROLLO TERRITORIAL Y ZONA

ECONÓMICA ESPECIAL

PDVSA TV, S.A.

SERVICIOS LOGÍSTICOS CORPORATIVOS

SERVICIOS INMOBILIARIOS

CNIP

SR. ANTÓN CASTILLO, DIRECTOR.**ORGANIZACIONES:**

PDVSA GAS, S.A.

PDVSA GAS COMUNAL, S.A.

PROYECTOS ELÉCTRICOS

AMBIENTE

SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE

OCUPACIONAL

SR. RICARDO MENÉNDEZ, DIRECTOR EXTERNO.**SR. RODOLFO MARCO TORRES, DIRECTOR EXTERNO.****SR. WILLS RANGEL, DIRECTOR EXTERNO.**



RECURSOS HUMANOS

LINEAMIENTOS

- El reconocimiento del ser humano en su forma integral.
- La formación de la mujer y hombre con ética y valores socialistas.
- El enfoque del trabajo como algo liberador y gratificante que contribuya al desarrollo personal.
- La conciencia del deber social.
- Un sistema de educación al talento humano que apalanque su desarrollo integral.
- El incentivo a la conformación y formación de los Frentes Socialistas de Trabajadores

Con el fin de reconocer que nuestro trabajador tiene derecho a un salario equitativo y suficiente para satisfacer sus necesidades y las de su familia, se ha ejecutado con éxito una política de remuneración y beneficios, sustentada tanto en la implantación del Modelo de Desarrollo Integral de los Trabajadores y las Trabajadoras de PDVSA como en la Convención Colectiva Petrolera; completado con otros medios de protección social.

El nuevo Modelo de Desarrollo Integral está conformado por tres sistemas.

1. Sistema de Formación, en vigencia a través del Plan Anual de Formación 2011-2014.
2. Sistema de Seguimiento al Desempeño, concebido para elevar la eficacia y eficiencia de 57.587 empleados de la Nómina No Contractual y alinear el desempeño colectivo e individual en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera.
3. Sistema de Planificación de Carrera, que se iniciará a mediados de 2015.



FUERZA LABORAL PROPIA 152.072 TRABAJADORES

UN RECURSO HUMANO COMPROMETIDO CON LA PLENA SOBERANÍA PETROLERA

Nuestro recurso humano se ha convertido en el ente articulador que combina la responsabilidad de aportar el conocimiento técnico, la fortaleza política, la conciencia revolucionaria y el compromiso con el país, por encima de cualquier interés individual. En este sentido, las líneas y directrices de acción derivan de la propia


PDVSA, a través del Plan Siembra Petrolera, donde el concepto de plena soberanía petrolera mide la generación de riqueza en términos de mayor formación del personal, contribución fiscal y desarrollo social.

A continuación, se presenta la evolución de la fuerza laboral de PDVSA, desde el año 2010 hasta 2014:

TABLA • EVOLUCIÓN HISTÓRICA FUERZA LABORAL NACIONAL E INTERNACIONAL DE PDVSA AÑOS 2010 A 2014

NÚMERO DE TRABAJADORES	2014	2013	2012	2011	2010
Venezuela	116.806	113.369	106.465	98.422	93.769
Exterior	4.946	4.919	4.877	5.765	6.098
TOTAL FUERZA LABORAL PETROLERA	121.752	118.288	111.342	104.187	99.867
Fuerza Laboral No Petrolera	30.320	22.338	20.744	17.000	14.023
TOTAL TRABAJADORES DE PDVSA	152.072	140.626	132.086	121.187	113.890
Fuerza Laboral Contratistas (Petrolera)	25.698	16.168	15.603	14.851	14.082

Para mayor información sobre la gestión de Recursos Humanos véase el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA 2014.



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

Plan **ESTRATÉGICO**





GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS

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

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

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

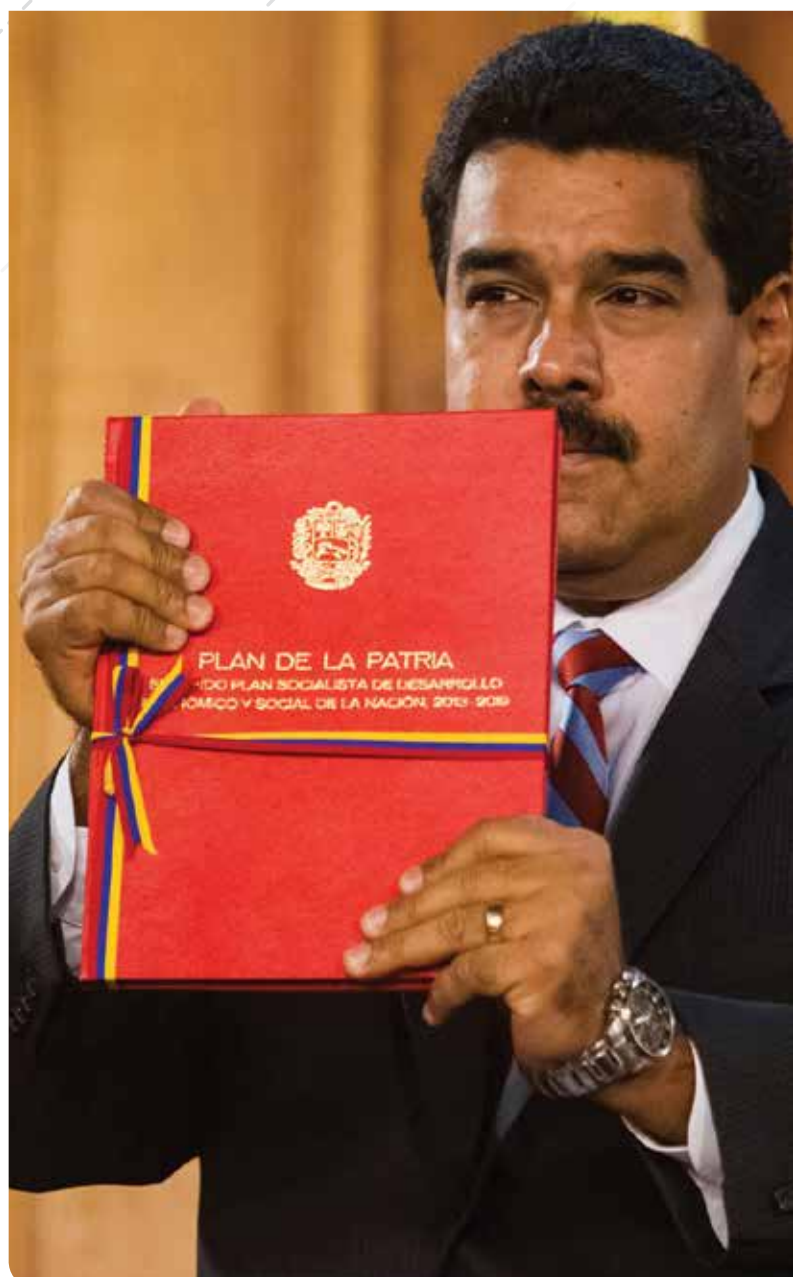
IV • CONTRIBUIR AL DESARROLLO DE UNA NUEVA GEOPOLÍTICA INTERNACIONAL EN LA CUAL TOME CUERPO UN MUNDO MULTICÉNTRICO Y PLURIPOLAR QUE PERMITA LOGRAR EL EQUILIBRIO DEL UNIVERSO Y GARANTIZAR LA PAZ PLANETARIA. La explotación racional de los hidrocarburos debe contribuir a que Venezuela siga desempeñando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

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



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

- Incrementar el nivel de producción de crudo a 6.000 MBD para el año 2019, de los cuales 4.000 MBD provendrán de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.
- Elevar la producción de gas natural a 10.494 MMPCD para el año 2019.
- Elevar la capacidad de refinación nacional a 1.800 MBD para el año 2019.
- Incrementar la capacidad nacional de extracción de líquidos del gas natural en 130 MBD.
- Profundizar la estrategia de diversificación de mercados con una meta de exportación de crudo para el año 2019 de 1.335 MBD para el área de Latinoamérica y el Caribe y de 3.162 MBD hacia Asia, especialmente China, India y Japón.
- Ampliar la cobertura de la red de distribución de gas metano para reducir el consumo de GLP, brindar mejor calidad de vida y disminuir la contaminación ambiental, a través del tendido de 8.625 km de tuberías y 16.818 km de líneas internas para beneficiar a 728.900 familias.
- Construir tres plantas termoeléctricas con una capacidad total de generación de 2.100 MW.
- Desarrollar el Cinturón Gasífero Costa Afuera de Venezuela y alcanzar una capacidad de producción de 2.030 MMPCD para el año 2019.



RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS

El Plan de Inversiones para el período 2014-2019 es de 302 mil millones de dólares, para alcanzar un nivel de producción de 6.000 MBD de petróleo crudo, 10.494 MMPCD de gas, incrementar la

capacidad nacional de extracción de líquidos del gas natural en 130 MBD y elevar la capacidad de refinación hasta 1.800 MBD.

TABLA • DESEMBOLSOS POR INVERSIONES 2014 - 2019
EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES

REAL 2014	DESEMBOLSOS POR INVERSIONES	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL 2014-2019
13.385	Exploración y Producción	22.041	51.124	53.248	53.712	40.847	234.357
4.349	Gas	2.350	4.299	3.129	2.228	1.866	18.221
1.297	Refinación	3.466	8.131	5.990	5.489	5.499	29.872
523	Comercio y Suministro	648	1.100	1.213	2.212	2.171	7.867
4.864	Otras Organizaciones	2.473	2.000	1.745	569	348	11.999
24.418	TOTAL	30.978	66.654	65.325	64.210	50.731	302.316

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

Proyectos asociados con la Cadena de Valor del Negocio del Petróleo:

- Proyecto Integral de Exploración (PIEX).
- Crecimiento de la producción de crudo extrapesado con esfuerzo propio (Morichal, Cabrutica, Junín Sur, Boyacá, Ayacucho) y con empresas mixtas existentes (Petrocedeño, Petropiar, Petromonagas, Petrolera Sinovensa).
- Desarrollo de las Empresas Mixtas Petrojunín, Petrocarabobo, Petroindependencia, Petrovictoria, Petromacareo, Petromiranda y Petrourica.
- Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo Araya (TAECA), Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo y Sólidos (TAECSO) y Terminal de Almacenamiento Punta Cuchillo.
- Oleoductos y patio de tanques Junín-Carabobo-Araya.

- Condominios industriales Carabobo y Junín.
- Infraestructura para el manejo de la producción temprana de la FPO Hugo Chávez Frías.
- Plantas termoeléctricas a base de coque petrolero en Jose, Junín y Carabobo.
- Refinería Petrobicentenario y Refinería Cabruta.
- Conversión profunda Refinería Puerto La Cruz y conversión media y profunda del CRP.
- Refinería Batalla de Santa Inés y expansión de la Refinería El Palito.
- Reemplazo del poliducto para el Sistema de Suministro Los Andes (SUMANDES) y construcción del poliducto Puerto La Cruz–Maturín; poliducto Refinería El Palito–Barquisimeto y poliducto para el Sistema de Suministro Falcón-Zulia (SUFAZ).
- Ampliación de la flota marítima de transporte de crudo y productos con la incorporación de cuatro Producteros, ocho Panamax, cuatro Aframax, cuatro Suezmax y 4 Gaseros.
- Ampliación del sistema de inyección de gas norte de Monagas (PIGAP I, II y III).
- Plantas Compresoras Sorocaima (Reemplazo PC Bachaquero I), Negra Hipólita (Reemplazo PCTJ - 2) y Negro Primero (Reemplazo PCTJ -3).
- Generación de Vapor en Costa Oriental del Lago: plan de generación de vapor y adquisición de generadores de vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero.
- Nuevas Instalaciones El Furrial (NIF).
- Plantas de Extracción Profunda de LGN Piritál I, Soto I, IV Tren de San Joaquín y Planta de Fraccionamiento de LGN Jose V.
- Gasificación Nacional para el suministro de gas para uso residencial.
- Incremento de capacidad de compresión de gas baja y media presión en el norte de Monagas y la FPO Hugo Chávez Frías.

Otros Proyectos de las diferentes actividades del negocio:

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

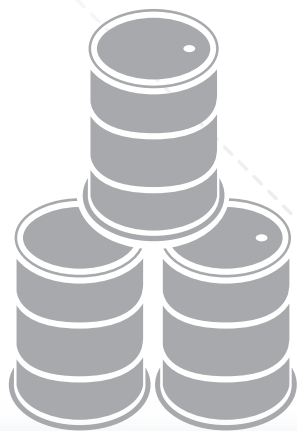
Proyectos asociados a la Cadena de Valor del Negocio de Gas:

- Desarrollo del Cinturón Gasífero de Venezuela: Proyecto Mariscal Sucre y Proyecto Cardón IV (Rafael Urdaneta).
- Ampliación del sistema de transporte de gas para el mercado interno, Gasoductos: Anaco–Puerto Ordaz, Anaco–Jose, Anaco–Barquisimeto y Ulé–Amuay; construcción de los Gasoductos José Francisco Bermúdez (SINORGAS), Norte Llanero Fase I y Orinoco–Apure.



Principales **ACTIVIDADES**





1ra

EN RESERVAS PROBADAS DE

► CRUDO

299.953

MMBls



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



Reservas

Todas las reservas de crudo y gas natural que están situadas en el territorio venezolano son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, estimadas por PDVSA y oficializadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPetroMin), 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 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.

Reservas de Crudo

Los niveles de las reservas probadas de crudo, durante el año de 2014, se ubicaron en 299.953 MMBls. En 2014, la producción fue de 1.014 MMBls de crudo (2.779 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de crudo, desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2014, de 69.165 MMBls. De acuerdo con los niveles de producción de 2014, las reservas probadas de crudo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 296 años aproximadamente.

Nuevas Incorporaciones a las Reservas de Crudo

Destacó en 2014 la incorporación de 2.615 MMBls de reservas probadas, de las cuales 201 MMBls fueron por descubrimientos y 2.414 MMBls por revisiones. Cabe recordar que para el año 2013, la incorporación fue de 1.674 MMBls; en el 2012 de 1.228 MMBls; en el 2011 de 2.159 MMBls y en el 2010 de 86.411 MMBls. En el año 2014, el incremento fue generado principalmente por la incorporación de las reservas probadas de crudo en los yacimientos pertenecientes a la Faja Petrolífera

del Orinoco Hugo Chávez Frías (1.418 MMBls). Estas incorporaciones representan una tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido: 258% (2014), 159% (2013), 116% (2012), 198% (2011) y 8% (2010).

Reservas de Gas Natural

Las reservas probadas de gas natural que ascienden a 198.368 MMMPC (34.201 MMBpe) al cierre de diciembre de 2014. Las reservas de gas natural en la República Bolivariana de Venezuela son en su mayoría de gas asociado, el cual se produce conjuntamente con el crudo y una alta proporción de estas reservas probadas, es desarrollada. Durante el año 2014, se inyectaron 910 MMMPC con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 34% del gas natural producido (2.652 MMMPC).

Nuevas Incorporaciones a las Reservas de Gas Natural

En el 2014, se incorporaron 3.021 MMMPC (521 MMBpe), de los cuales 459 MMMPC (79 MMBpe) fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos, 2.555 MMMPC (441 MMBpe) por revisión y 7 MMMPC (1 MMBpe) por extensión de yacimientos existentes.

En el año 2014, el crudo y el gas natural representaron 90% y 10%, respectivamente, del total estimado de reservas probadas de crudo y gas natural sobre una base equivalente de crudo.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, reservas probadas desarrolladas y producción de hidrocarburos, con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2014:

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

CUENCA	PROBADAS ¹	PROBADAS ² DESARROLLADAS	PRODUCCIÓN ⁷ 2014	RELACIÓN RESERVAS PROBADAS / PRODUCCIÓN
	MMBls al 31/12/2014		MBD	AÑOS
PETRÓLEO				
Maracaibo-Falcón	20.111	4.889	746	74
Barinas-Apure	1.195	218	36	91
Oriental ³	278.304	7.819	1.997	382
Carúpano	343	-	-	-
TOTAL PETRÓLEO⁴	299.953	12.926	2.779	296
GAS NATURAL EN MMBpe⁵				
Maracaibo - Falcón	7.797	1.423	80	266
Barinas - Apure	135	19	4	92
Oriental ⁶	23.790	5.063	747	87
Carúpano	2.479	-	-	-
TOTAL GAS NATURAL EN MMBpe	34.201	6.505	831	113
TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe	334.154	19.431	3.610	254

¹Volúmenes de hidrocarburos recuperables estimados con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible, bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

²Volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables del yacimiento con los pozos e instalaciones de producción disponibles.

³La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, forma parte de la cuenca oriental y sus reservas son de 260.503 MMBls de crudo, de las cuales 1 MMBls corresponden a crudo mediano, 4.544 MMBls a crudo pesado y 255.958 MMBls a crudo extrapesado.

⁴Incluye crudo extrapesado: reservas probadas de 258.739 MMBls, reservas probadas desarrolladas de 4.326 MMBls, producción de 950 MBD para una relación reservas probadas/producción de 746 años.

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

⁶Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez Frías, estimadas en 11.296 MMBpe al 31 de diciembre de 2014.

⁷No incluye condensado de planta.

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

TABLA • RESERVAS PROBADAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
EXPRESADAS EN MILLONES DE BARRILES (MMBIs)

	2014	2013	2012	2011	2010
RESERVAS PROBADAS MMBIs					
Gas Húmedo	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Condensado	2.357	2.384	2.617	2.647	1.976
Liviano	10.493	10.331	10.390	10.157	10.229
Mediano	9.672	9.742	9.786	9.650	10.437
Pesado	18.692	17.597	17.805	17.733	17.630
Extrapesado ¹	258.739	258.299	257.136	257.384	256.228
TOTAL PETRÓLEO	299.953	298.353	297.735	297.571	296.501
RELACIÓN DE RESERVAS/PRODUCCIÓN (AÑOS)	296	282	280	273	274
Gas natural (MMMPC) ²	198.368	197.089	196.405	195.234	195.096
Gas natural (MMBpe)	34.201	33.981	33.863	33.661	33.637
TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe	334.154	332.334	331.598	331.232	330.138
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS					
Gas Húmedo	0,1	0,1	0,1	-	-
Condensado	565	615	639	674	400
Liviano	1.786	1.829	1.891	1.932	2.099
Mediano	1.725	1.911	2.071	2.237	2.474
Pesado	4.524	4.621	4.321	4.464	4.666
Extrapesado	4.326	3.984	4.053	4.345	4.608
TOTAL PETRÓLEO	12.926	12.960	12.976	13.652	14.248
Gas natural (MMMPC)	37.731	39.135	39.252	37.217	36.283
Gas natural (MMBpe)	6.505	6.747	6.768	6.417	6.256
TOTAL HIDROCARBUROS EN MMBpe	19.431	19.707	19.743	20.069	20.503
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
PETRÓLEO	4%	4%	4%	5%	5%
GAS NATURAL	19%	20%	20%	19%	19%

¹Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO Hugo Chávez Frías, tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican al cierre de diciembre de 2014 en 255.958 MMBIs, aproximadamente.

²Las reservas probadas de gas natural que están asociadas a la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías son de 65.515 MMMPC (11.296 MMBpe). Por otra parte, de las reservas probadas de gas natural que están asociadas a crudo extrapesado son de 35.265 MMMPC (6.080 MMBpe) y corresponden a las cuencas Oriental y Barinas-Apure.

La siguiente tabla muestra las reservas y producción anual para cada uno de los principales campos petroleros de Venezuela operados por PDVSA al 31 de diciembre de 2014:

TABLA • RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS
PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

NOMBRE DEL CAMPO	UBICACIÓN (ESTADO)	AÑO DEL DESCUBRIMIENTO	PRODUCCIÓN (MBD)	RESERVAS PROBADAS (MMBIs)	RELACIÓN DE RESERVAS PROBADAS/ PRODUCCIÓN (AÑOS)
Zuata Principal	Monagas	1985	260	54.002	568
Cerro Negro	Anzoátegui	1979	170	32.532	524
Cerro Negro	Monagas	1979	261	23.101	243
Zuata Norte	Anzoátegui	1981	30	9.615	873
Uverito	Monagas	1979	14	9.473	1.868
Huyapari	Anzoátegui	1979	153	4.080	73
Bare	Anzoátegui	1950	54	1.854	95
Dobokubi	Anzoátegui	1981	46	2.160	130
Jobo	Monagas	1953	10	1.306	348
Melones	Anzoátegui	1955	26	1.082	116
Tía Juana Lago	Zulia	1925	88	2.809	87
Bloque VII: Ceuta	Zulia	1956	78	2.018	71
Bachaquero Lago	Zulia	1930	55	1.540	77
Urd. Oeste Lago	Zulia	1955	53	1.362	70
Boscán	Zulia	1945	100	1.504	41
Lagunillas Lago	Zulia	1913	48	1.141	66
Tía Juana Tierra	Zulia	1925	24	1.140	128
Lagunillas Tierra	Zulia	1913	41	941	62
Urd. Este Lago	Zulia	1955	5	532	313
Bloque III: Centro	Zulia	1957	5	506	277
Santa Bárbara	Monagas	1993	174	1.419	22
Mulata	Monagas	1941	182	1.206	18
El Furrial	Monagas	1986	241	980	11
Orocual	Monagas	1958	14	620	122
Travi	Monagas	2004	1	447	833
El Carito	Monagas	1988	49	261	15
Boquerón	Monagas	1989	7	201	84
Jusepín	Monagas	1944	17	193	32
Corocoro	Sucre	1998	35	125	10

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2014, se destaca la incorporación por descubrimiento de 11 nuevos yacimientos, como resultado de los estudios efectuados en los Campos Roblote, Pantanito, Tropical (Cuenca

Oriental); Silvestre, Bejucal (Cuenca Barinas–Apure) y Tomoporo, Centro Lago, Urdaneta Este Lago (Cuenca Maracaibo–Falcón), de los cuales equivalen a 201 MMBls de crudo y 459 MMMPC de gas. De estas nuevas reservas descubiertas, 115,8 MMBls y 360 MMMPC corresponden al esfuerzo de Exploración.

Exploración

Como resultado de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el periodo enero-diciembre de 2014, se ha logrado el sometimiento ante el MPetroMin de un volumen de reservas de 251 MMBls y 813,2 MMMPC, asociadas a reservas por descubrimiento con la perforación de los pozos ROE-3X (resometidas en 2014) y ROE-4X en Oriente, FRA-20 y FRA-21X en Occidente y SSW-66X en Boyacá.

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

ÁREA	LOCALIZACIÓN	POZO	PROBADAS		PROBABLES		TOTAL (PROBADAS+PROBABLES)	
			MMBls	MMMPC	MMBls	MMMPC	MMBls	MMMPC
ORIENTE	ROBLOTE-AX	ROE-3X	-	13,4	-	-	-	13,4
	ROBLOTE-BX	ROE-4X	1,2	115,4	-	-	1,2	115,4
OCCIDENTE	W-CACV-6	FRA-20	33,0	157,2	80,9	385,5	113,9	542,7
	FRAE-AX	FRA-21X	58,3	73,6	52,6	67,7	110,9	141,2
BOYACÁ	MIJAGUAL AX	SSW-66X	23,3	0,4	1,7	0,1	25,1	0,5
TOTAL			115,8	360,0	135,3	453,2	251,0	813,2

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios durante 2014, 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 fin de identificar los volúmenes de hidrocarburos requeridos.

Al cierre del periodo, se ha trabajado en 16 proyectos nacionales, 14 en Tierra, uno en Costa Afuera y un Proyecto No Convencional.

También se han trabajado durante 2014, 5 proyectos de estudio en el ámbito internacional con países que se han firmado convenios de cooperación: Cuba, Ecuador, Bolivia y Argentina, lo cual permitirá investigar volúmenes importantes de hidrocarburos

líquidos y gaseosos con expectativas en el orden de 3.726 MMBls y 28.488 MMMPC, respectivamente.

Al cierre del periodo, se finalizaron nueve proyectos nacionales. A continuación se detallan los resultados:

Área de Oriente: Se logró la culminación del **proyecto de Generación de Prospecto (PGP) Guanape Barcelona**, el cual incorporó a la Base de Recursos de Exploración 21 oportunidades (dos prospectos y 19 leads) con expectativas totales de 20 MMBls y 93 MMMPC. Adicionalmente, se propone con este estudio la adquisición de 900 km² de datos sísmicos 3D en la porción oeste y central del área de estudio.

Área de Occidente: Se ejecutó el **proyecto Costa Occidental del Lago (PGP)**, a través del cual se incorporaron tres nuevas oportunidades, actualizaron cuatro oportunidades y desincorporaron dos leads en la Base de Recursos de Exploración,

con un volumen de 71,42 MMBIs y 41,25 MMMPC; así como el **proyecto No Convencional Lutitas Gasíferas**, que validó los recursos recuperables en el orden de 169 TCF de gas para un escenario intermedio y la propuesta piloto de perforación de un yacimiento no convencional.

Área de Boyacá: Se finalizó el **proyecto Estudios del Sistema Petrolífero (ESP) Apure-Portuguesa**, a partir del cual se logró determinar que la base de recursos de la Cuenca Barinas - Apure está compuesta por 17 oportunidades validadas y documentadas, con expectativas de 3.882 MMBIs y 617 MMMPC. Asimismo, el proyecto propone 11 estudios exploratorios y también se culminó el **proyecto Barinas Este (PGP)**, mediante el cual se documentaron cuatro prospectos, para un total de 42,2 MMBIs y 380,1 MMMPC.

Área de Costa Afuera: Se concluyeron 4 proyectos, **PGP Norte de Paria**, que logró la generación de 10 nuevas oportunidades (prospectos) con expectativas totales de 1.799 MMMPC, **PGP Golfo de Paria**, que incorporó 7 oportunidades (leads) a la

base de recursos, con expectativas de 64 MMBIs y 12 MMMPC, **proyectos Generadores de Oportunidades (PGO) Golfo de Venezuela**, con el cual se incorporó a la Base de Recursos 13 oportunidades (1 prospecto y 12 leads) análogas al campo Perla, con un total de expectativas de 542 MMBIs y 18.220 MMMPC, **PGO Tortuga La Blanquilla**, que logró la documentación, evaluación y estimación volumétrica de 30 oportunidades (5 plays y 25 leads) con expectativas totales de 4.330 MMBIs (C/L/M) y 3.377 MMMPC.

Actividad Sísmica, se está trabajando en el **proyecto Pantano Oriental 13G 2D**, el cual cuenta con un avance de 10%.

La Actividad de Perforación Exploratoria es de 11 pozos trabajados de los cuales 4 están en progreso, 1 en evaluación y 6 completados.

TABLA • ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN NÚMERO DE POZOS

ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN	2014	2013	2012	2011	2010
Pozos Completados	6	4	2	2	1
Pozos Suspendidos	-	-	-	-	-
Pozos Bajo Evaluación	1	-	1	1	-
Pozos en Progreso	4	3	5	3	1
Pozos Secos o Abandonados	-	2	1	-	2
TOTAL POZOS EXPLORATORIOS	11	9	9	6	4
POZOS DE ARRASTRE	3	6	4	1	1



Producción

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, para el año 2014, alcanzó un total de 3.296,9 MBD, el cual se distribuye de la siguiente manera: **Dirección Ejecutiva de Producción Oriente: 776,3 MBD** (Gestión Directa 738,3 MBD, Empresas Mixtas 17,4 MBD y PDVSA Gas 20,6 MBD); **Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera: 41 MBD** (hasta la fecha sólo hay aporte de Empresas Mixtas); **Dirección Ejecutiva de Producción Occidente: 1.019 MBD** (Gestión Directa 640 MBD, Empresas Mixtas 379 MBD); **Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías: 1.429,6 MBD** (Gestión Directa 544,4 MBD, Empresas Mixtas 885,2 MBD) y **Dirección Ejecutiva de Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco 30,9 MBD**.

La producción fiscalizada de crudo más LGN total Nación, atribuible a PDVSA durante 2014, fue de 2.899,1 MBD, la cual se divide de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente: 865,7 MBD (Gestión Directa 829,6 MBD, Empresas Mixtas 16,6 MBD, PDVSA Gas 19,5 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera: (Empresas Mixtas 38,1 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Occidente: 750,3 MBD (Gestión Directa 452,1 MBD, Empresas Mixtas 298,2 MBD); Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías: 1.228,3 MBD

(Gestión Directa 446,5 MBD, Empresas Mixtas 781,8 MBD) y Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco 16,7 MBD.

En promedio, durante el período enero-diciembre 2014, la producción total de Gas Natural Nación fue de 7.422 MMPCD, de los cuales 2.604 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 4.818 MMPCD (831 MBDpe).

TABLA • PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE CRUDO Y LGN PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE DE 2014, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

PRODUCCIÓN NACIÓN	2014	2013	2012	2011	2010
Dirección Ejecutiva de Producción Oriente	866	964	1.061	1.106	1.101
Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera	38	-	-	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Occidente	750	777	799	810	843
Dirección Ejecutiva de Producción FPO Hugo Chávez Frías	1.228	1.274	1.174	1.213	1.178
Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos FPO	17	-	-	-	-
TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN¹	2.899	3.015	3.034	3.129	3.122

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 del Petróleo (CVP).



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

TABLA • PRODUCCIÓN DE PDVSA, PRECIO DE VENTA Y COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO EN EL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE,
EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (MBD)	2014	2013	2012	2011	2010
Condensado	110	116	107	104	96
Liviano	416	469	487	511	577
Mediano	619	637	875	917	863
Pesado + Extrapesado	1640	1.677	1.441	1.459	1.439
TOTAL PETRÓLEO	2.785	2.899	2.910	2.991	2.975
Líquidos del Gas Natural	114	116	124	138	147
TOTAL PETRÓLEO Y LGN (A)	2.899	3.015	3.034	3.129	3.122
GAS NATURAL (MMPCD)					
Producción Bruta	7.422	7.395	7.327	7.125	6.961
Menos: reinyectado	2.604	2.779	2.871	2.884	2.958
Gas natural neto (MMPCD)	4.818	4.616	4.456	4.241	4.003
Gas natural neto (MBDpe) (B)	831	796	768	731	690
TOTAL HIDROCARBUROS EN Bpe (A+B)	3.730	3.811	3.802	3.860	3.813
PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PDVSA POR CUENCA					
Maracaibo-Falcón	750	776	796	806	832
Barinas-Apure	38	41	46	55	61
Oriental	1.997	2.082	2.068	2.130	2.082
TOTAL PETRÓLEO	2.785	2.899	2.910	2.991	2.975
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	718	771	796	787	849
Barinas-Apure	36	34	7	35	40
Oriental	6.668	6.590	6.524	6.303	6.072
TOTAL GAS	7.422	7.395	7.327	7.125	6.961
Precio Cesta Exportación (US\$/BI) ¹	88,42	98,08	103,42	100,11	72,18
Precio de venta del gas natural (US\$/MPC)	2,51	0,66	0,95	0,88	0,65
COSTOS DE PRODUCCIÓN (US\$/Bpe) ²					
Incluye Empresas Mixtas	18,05	11,40	11,09	7,53	5,53
Excluye Empresas Mixtas	15,10	10,63	10,86	7,23	5,23

¹ Crudo y Productos. 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 2014, se indican los siguientes:

Dirección Ejecutiva de Producción Oriente

Divisiones Punta de Mata y Furrial

La generación de potencial oficial fue de 176,2 MBD, discriminado de la siguiente forma:

- Cambio de método a gas lift 129,7 MBD
- Pozos de completación: 28,8 MBD
- RA/RC con taladro: 5,4 MBD
- RA/RC sin taladro y estimulación: 12,3 MBD

En cuanto al control de energía de los yacimientos, se activó el pozo SBC-173IG con 130 MMPCD para disminuir declinación de presión de la zona oeste del yacimiento SBC-1, la cual se encuentra en el orden de 4700 - 5000 lpc, permitiendo el recobro de 10 MMB de reservas en esta zona.

Por otra parte, se inauguró un gasoducto de 26 pulgadas (15 km), ubicado entre el Complejo Muscar y la Planta de Extracción Santa Bárbara, en la División Punta de Mata, suministrando al mercado interno nacional 100 MMPCGD, permitiendo atender la demanda del sector termoeléctrico, gas doméstico y sector industrial del país.

Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera

División Oriental

Una vez evaluados los pozos segundo, tercero y cuarto en el Campo Dragón del Proyecto Mariscal Sucre, se realizó la completación inferior y superior de los pozos DR-11, DR-9 y DR-8, para una producción asociada a 90 MMPCD, 40 MMPCD y 60 MMPCD de gas, respectivamente.

Avance de 90% en la construcción del gasoducto Dragón-CIGMA (Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho) de 36 pulgadas (103 km).

Avance de 78% en la instalación del pipe rack asociado a las facilidades de entrada del gas a la Planta PAGMI y la construcción de fundaciones para los diferentes equipos a ser instalados (slug catcher, unidades de deshidratación portátil, entre otros).

Se lograron mejoras a la infraestructura de producción de crudo en la empresa mixta Petrowarao, mediante el mantenimiento mayor de la turbina de generación eléctrica y limpieza interna de los equipos de procesos.

En relación con la empresa mixta Petrosucre, se realizaron mejoras a la infraestructura para el manejo y disposición de crudo a través del mantenimiento mayor de la caldera N°2

División Occidental

En el mes de octubre llegó al Golfo de Venezuela, el taladro West Freedom, posicionándose en el Campo Perla, donde se instalará la Plataforma Principal de Producción (PP1) y se realizó la perforación en la localización PP1-H5 del Pozo Perla 6. Este el primer pozo programado para producir 450 MMPCD en el 2015.

Se logró la instalación de la línea multifásica submarina de 30 pulgadas (72 Km), desde el Campo Perla hasta la Planta de Tratamiento de Gas en tierra firme del proyecto CARDON IV.

Dirección Ejecutiva de Producción Occidente

División Lago

Se alcanzó un avance de 24% en el reemplazo de 1.232 líneas a pozos (gas y flujo) por tuberías flexibles equivalentes a 1.678 km, para una producción de 177,9 MBD y 185,1 MMPCD.

Adicionalmente y en favor de mejorar la confiabilidad del sistema de producción de crudo y ahorro del gas de levantamiento, se realizaron seis cambios de métodos (CAMET) para la optimización del uso de la energía requerida por el sistema de levantamiento de bombas (mecánico, cavidad progresiva y electrosumergible), obteniendo una generación de 0,1 MBD y un ahorro de gas de inyección de 2,2 MMPCD. Avance físico 24%.

División Costa Occidental

Se logró la reactivación exitosa por reemplazo de transformadores de los pozos CR-20 y T-124.

Además, se completó y activó el pozo LPT-27 en el yacimiento Mirador I LPT-1X, el cual alcanzó una producción de 1,0 MBD.

División Costa Oriental

Se realizó la conversión de gas de 28 generadores de vapor portátil, ubicados en los campos Tía Juana empresa mixta Petrocabimas y Lagunillas y Bachaquero de la empresa mixta Petrozamora, a fin de disminuir el consumo de gasoil.

En relación con la empresa mixta Petrocumarebo, se realizó la instalación del inductor térmico en el pozo TIG041X del Campo Tiguaje, lo cual ha contribuido al mantenimiento de la producción de crudo.

División Sur del Lago Trujillo

Con la perforación del pozo FRA-20, se logró cuantificar una reserva de crudo de 32,9 MMBD y 157,2 MMMPCD.

Se efectuó la perforación exitosa y puesta a producción de cuatro pozos del campo Franquera/La Ceiba y Mene Grande (FRA-22, FRA-20, MG-960, MG-962) con una generación total de 4,9 MBD.

Se logró la rehabilitación exitosa de dos pozos del campo Moporo (TOM-26, TOM-12) y tres pozos de la empresa mixta Petroquiriquire (MG-915, MOT-70, MOT-67) mediante la reinstalación de equipo de fondo y recañoneo de arenas prospectivas, generando una producción adicional de 2,4 MBD.

Por otra parte, se realizó el tendido de 60 km de cable submarino desde la subestación eléctrica 37M hasta la macolla de producción TOM-7, mejorando así la confiabilidad en el suministro eléctrico hacia las áreas de Moporo y Franquera y reduciendo el uso de siete motogeneradores a Diesel.

Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías

Se realizó actividad de perforación de pozos en todos los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual garantizó un nivel de producción de petróleo y de gas en línea con la política de defensa de precios de la OPEP que, sin comprometer el máximo recobro de hidrocarburos en el largo plazo, asegura el flujo de divisas necesario para el desarrollo socio-económico del país, con un balance entre la máxima valorización de los hidrocarburos en el mercado internacional y la apropiada seguridad energética a la

nación. Para el período enero-diciembre 2014, se perforaron 832 pozos productores, con una generación asociada de 283,9 MBD. Los detalles por división son los siguientes:

División Carabobo

Perforados 338 pozos productores con una generación de 145,7 MBD. Con la construcción de las facilidades mecánicas, civiles, eléctricas y de instrumentación en la estación de rebombeo Centro Operativo Petromonagas (COPEM) perteneciente a Petrolera Sinovensa se garantiza el transporte de 450 MBD de crudo diluido (DCO) de las empresas mixtas Petrolera Sinovensa y Petromonagas.

Por otra parte, se construyó un segundo sistema de alivio y separador de antorcha en la EF O-16, lo cual incrementó la capacidad de venteo y disminuyó las restricciones en desalojo de gas en caso de contingencia en la Planta Compresora Orinoco (PCO), además de aliviar presiones de separación en dicha estación.

División Junín

Perforados 252 pozos productores con una generación de 71,9 MBD. Se logró la construcción y puesta en marcha de la planta de compresión y tratamiento de gas para generación de potencia, la cual consta de tres unidades compresoras recíprocantes, un sistema de deshidratación y control de punto de rocío con capacidad de 63 MMPCD de gas, cuya finalidad será tratar el gas de proceso y comprimirlo para su entrega como combustible a la Planta Termoeléctrica de San Diego de Cabrutica, permitiendo al Distrito Cabrutica contar con infraestructura para el uso eficiente del gas, en cumplimiento con las disposiciones ambientales y con el compromiso social.

División Ayacucho

Perforados 233 pozos productores con una generación de 65,4 MBD. Se logró la ampliación y adecuación del sistema de separación, calentamiento y lavado de la estación de descarga Med-20 que contempla incrementar la capacidad del sistema de deshidratación de 180 MBD a 200 MBD y la capacidad de calentamiento desde 150 MBD hasta 175 MBD, lo cual incluye: instalación de un separador horizontal y de un horno tipo cabina horizontal de 25 MBD c/u, así como la construcción de dos tanques de lavado de 20 MBIs c/u.

Se logró la construcción de una planta de tratamiento de agua en el área de Pesado Oeste en el Distrito San Tomé, la cual comprende la construcción y arranque de cinco plantas de agua salada en las estaciones de descarga OED-16, MED-04, MED-15, LED-13 y MED-20. Las cuatro primeras son adecuaciones de las Plantas de Inyección de Agua Salada (PIAS) y la última una implantación completa con tratamiento fisicoquímico.

División Boyacá

Perforados nueve pozos productores con una generación de 0,9 MBD. Adicionalmente, se realizó la construcción de facilidades mecánicas para el manejo de la producción de los pozos nuevos. El proyecto contempló la construcción de 12 km de tubería de 10 pulgadas para el

sistema de recolección de producción de cuatro pozos y la instalación de sistema de trasegado (seis tanques de 500 Bls).

Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos Faja Petrolífera del Orinoco

Esta dirección ejecutiva está orientada a impulsar la infraestructura de producción y manejo de crudo de las nuevas áreas dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías. Con los trabajos ejecutados en el año 2014, se logró alcanzar un potencial de generación de 31 MBD. La mayoría de los proyectos relevantes en ejecución contemplan la construcción de oleoductos y terminales para el manejo de la producción temprana.

TABLA • PRINCIPALES PROYECTOS

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
MARISCAL SUCRE	Incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera en el oriente del país, desarrollar 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe para producir 1.250 MMPCD de gas y 28 MBD de condensado.	Instalación de dos plataformas de producción, así como los sistemas de producción submarinos, líneas de recolección y sistema de exportación, incluyendo la construcción de 563 km de tuberías. Actualmente se está ejecutando el Esquema de Producción Acelerada (EPA) de 300 MMPCD con un avance de 84 %, cuyo propósito es cumplir a corto plazo con el compromiso de impulsar el desarrollo sustentable en el ámbito social.
RAFAEL URDANETA	Garantizar el desarrollo del gas natural no asociado en el Golfo de Venezuela al Noreste del estado Falcón en un área aproximada de 30.000 km ² manejando un margen de reserva de 9,5 BPC.	En este proyecto se tiene planificado perforar y construir 21 pozos para drenar las reservas del Campo Mio Perla perteneciente al Proyecto Cardón IV. Adicionalmente, se contempla el desarrollo de la infraestructura Costa Afuera. Producción estimada 450 MMPCD para el 2015. Con respecto al progreso de fabricación de la Plataforma Principal de Producción (PP1), la misma presenta un avance físico de 83%.
JOSEFÍN 120	Minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Josepín.	Se instalarán cuatro 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.
PLANTA COMPRESORA JOSEFÍN 200	Instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón).	La ingeniería, procura y construcción para la instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón), está conformada por cuatro trenes de compresión con capacidad para manejar 200 MMPCD de gas en el nivel de 60 Psig. Avance físico del proyecto 82,4%
AMPLIACIÓN PLANTA COMPRESORA AMANA	Incrementar la capacidad de compresión de gas en 120 MMPCD en el nivel de 450 psig a 1200 psig, en el Centro Operativo Amana Planta.	Instalación de un turbocompresor, comprimiendo 120 MMPCD.
AMPLIACIÓN PLANTA COMPRESORA MUSIPAN	Incrementar la capacidad de compresión de gas en 120 MMPCD (60 MMPCD en el nivel de 60 psig y 60 MMPCD en el nivel de 450 psig), Musipán Planta.	Instalación de dos turbocompresores. Avance físico del proyecto 99%.
REEMPLAZO DE 11 OLEODUCTOS DE 9, 12 Y 16 PULGADAS POR TUBERÍA FLEXIBLE	Eliminar las fallas y filtraciones presentadas a lo largo de la línea, cumplir con las normativas y medidas de seguridad para prevenir el impacto ambiental como consecuencia del vencimiento de la vida útil del material.	El proyecto contempla el reemplazo de cuatro oleoductos críticos con 12 km de tubería flexible de 9 pulgadas, reemplazo de dos oleoductos críticos con 7,4 km de tubería flexible de 12 pulgadas, así como cinco oleoductos con 60,34 km de tubería flexible de 16 pulgadas. Situación actual: tubería fabricada y lista para despacho. Fecha de culminación estimada diciembre 2016.
CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE COMPRESIÓN CACIQUE SOROCAIMA	Disponer de la infraestructura requerida para sustituir la capacidad de compresión actualmente manejada por la Planta Compresora Bachaquero 1 (PCBA-1).	En progreso la procura de equipos LTE. En proceso inicio de la contratación. Avance físico del proyecto 22%. Fecha de culminación prevista diciembre 2017.
SEGMENTO PDVSA PETROBOSCÁN EN PROYECTO ANILLO 138 KW	Aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de áreas operativas de PDVSA, del sistema eléctrico nacional (autosuficiencia). Disminuir la incidencia de fallas eléctricas (interrupciones) de larga duración en la producción del Campo Boscán.	Actualmente el proyecto está en ejecución. Avance físico del proyecto 37%. Fecha de culminación estimada diciembre 2016.
OLEODUCTO 42 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Merey 16, en 550 MBD.	Construcción de un oleoducto de 42 pulgadas desde el nuevo Patio de Tanques Morichal (PTM) hasta el Patio de Tanques Oficina (PTO). Comprende 151,5 km de tubería 42 pulgadas, diez estaciones de válvulas, interconexión electromecánica y de instrumentación (OCEMI) en PTO, sistema de protección catódica y fibra óptica a lo largo del recorrido de la tubería. Actualmente se encuentra en fase de implantación. Avance físico del proyecto 61%. Fecha de culminación estimada diciembre 2015

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO DE 36 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incremento de la capacidad de transporte en 120 MBD.	La etapa I (50 MBD) comprende la construcción de la estación RB-II e incremento de bombeo en la estación Morero, incluye la preparación de sitio y 18 km de tubería de 20 pulgadas. Etapa II (70 MBD) comprende la construcción de la estación EPM-1, OCEMI. Avance total del proyecto 54%. Fecha estimada de culminación julio 2015
INCREMENTO CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN PTO	Incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo Meroy 16, en el Patio de Tanques Oficina, mediante la construcción de ocho tanques de almacenamiento de 250 MBD de capacidad operativa.	La etapa I comprende la construcción de cuatro tanques de techos flotantes de 250 MBIs de capacidad y su interconexión al nuevo sistema de bombeo. La etapa II contempla la fabricación de cuatro tanques adicionales de 250 MBIs de capacidad y sus respectivas conexiones a los sistemas de bombeo de llenado y vaciados construidos en la etapa I. Avance del proyecto 73%. Fecha de culminación etapa I: abril 2015, etapa II: junio 2016.
OLEODUCTO 42 PULGADAS PTO-TAE (JOSE)	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Meroy 16 en 750 MBD.	Contempla el tendido de 160 km de tubería de 42" desde PTO hasta TAEJ, incluyendo diez estaciones de válvulas teleoperadas y dos puentes: Río Guanipa - Río Aragua / OCEMI PTO. Fase actual: implantación. Avance del proyecto 83%. Fecha estimada de culminación diciembre 2015.
DILUENDUCTO PATIO DE TANQUES OFICINA-CENTRO OPERACIONAL BARE	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente hasta 370 MBD desde patio de tanques oficina (PTO) hasta las estaciones consumidoras existentes: Centro Operativo Bare (COB), Rebombéo Miga y Rebombéo Melones, y futuros centros operativos (COP).	Fase del proyecto: implantación. Avance físico del proyecto 39%, fecha estimada de culminación diciembre 2016.
CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TAEJAA	El aumento en la capacidad de almacenamiento Mesa-30 (30°API) / Meroy-16 (16°API) en Terminal de almacenamiento y embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA).	Construcción de cinco tanques de almacenamiento de 350 MB c/u TA1-T-01/02/05/06/09. Fase actual del proyecto: implantación. Avance total del proyecto 68%. Fecha estimada de culminación Junio 2015.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EMBARQUE DE MONOBOYAS TAEJAA	Aumento en la capacidad de embarque de crudo Mesa-30 (30°API) / Meroy-16 (16°API) en Terminal de Almacenamiento y Embarque Jose (TAEJ)	Fase del proyecto: implantación. Avance total del proyecto 39%. Fecha estimada de culminación diciembre 2015.
ADQUISICIÓN DE DOS MONOBOYAS PARA PATIO ESTE Y OESTE DEL TAEJAA	El proyecto contempla la adquisición de dos nuevas monoboyas tipo torreta para reemplazar las existentes.	Contempla la adecuación de sala de control Petroanzoátegui, inspección y adecuación de las tuberías submarinas monoboya Oeste, reemplazo de válvulas y actuadores submarinos monoboyas Este y Oeste, batimetría área Oeste y el rediseño de telemetría de la monoboya Oeste. Fase Actual: implantación/ operación. Avance del proyecto 70,65%. Fecha estimada de culminación diciembre 2015.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETOURICA	El proyecto contempla el IPC del Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF Permanente: 400 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD.	Avance del proyecto 99% de ingeniería básica, realizando estudios especiales.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROCARABOBO	El proyecto contempla el IPC de dos Centros de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF Permanente: 310 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400 MBD.	Avance del proyecto 96% de ingeniería de detalle.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROINDEPENDENCIA	El proyecto contempla el IPC de Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal: 30 MBD, CPF Permanente: 2 CPF de 200 MBD, con cuatro trenes de 50 MBD c/u, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400 MBD.	Avance del proyecto 70% IPC.
INCREMENTO CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO 30 PULGADAS COPEM-PTO.	Incrementar la capacidad de transporte de crudo diluido (DCO) a través del oleoducto de 30 pulgadas COPEM - PTO de 260 a 510 MBD.	Construcción de dos estaciones de rebombéo denominadas RB-I y RB-II, las cuales estarán ubicadas en las progresivas 91+394 y 42+600, respectivamente medidos desde PTO. Estación de Rebombéo RB-I, incluye las facilidades eléctricas. Fase actual: implantación. En el mes de diciembre se entregó a COF las tres bombas para el arranque temprano del Rebombéo II. Avance del proyecto 73%. Fecha estimada de culminación agosto 2015.
FACILIDADES DE TRANSFERENCIA DE DILUYENTE DESDE JOSEPHÍN HASTA VELADERO	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente requerido para ajustar la gravedad (*API) del crudo pesado y extrapesado del Distrito Morichal hasta Meroy 16, mediante el reemplazo por obsolescencia de la tubería existente.	Construcción de 65 Km de tubería de 30 pulgadas, 13 estaciones de válvulas teleoperadas, cuatro puentes auto-soportados para cruce de ríos, una trampa de envío y una trampa de recibo. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 83%. Fecha estimada de culminación Hito I: diciembre 2015.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DILUENDUCTO 20 PULGADAS JOSE-PTO-MORICHAL	Incrementar la capacidad de transporte de nafta por el diluenducto 20 pulgadas Jose-PTO-Morichal.	Etapa I: construcción de estación de rebombéo RB-II en PTO para incrementar el transporte de nafta por el diluenducto de 20 pulgadas en 40 MBD para un total de 160 MBD. Etapa II: construcción de estación de rebombéo RB-I en Anaco, adecuación de estación de bombeo existente en Palmichal, para incrementar el transporte de nafta por el diluenducto de 20 pulgadas en 60MBD para un total de 220 MBD. Fase actual: implantación. Avance físico del proyecto 25%. Fecha de culminación Etapa I: octubre 2015, Etapa II: diciembre 2015.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MORICHAL (ICA-MOR)	Incrementar la capacidad de almacenamiento de Morichal en 1,4 MBD, para manejar crudo Meroy 16 proveniente de las áreas tradicionales de explotación del Distrito Morichal y la producción temprana de los nuevos desarrollos PetroMiranda y PetroCarabobo.	Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 41%. Fecha estimada de culminación junio 2016.
PATIO DE TANQUE EN EPT-1	Instalación de infraestructura y los servicios para manejo, almacenamiento y transporte 360 MBD de diluyente proveniente del Patio de Tanques Josepín (PTJ) hasta las unidades de producción del Distrito Morichal, garantizando 1,6 días de autonomía de diluyente para la División Carabobo (Mesa 30/SATBA).	Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 35%. Fecha estimada de culminación diciembre 2016.

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
CENTRO OPERATIVO EXTRAPESADO BARE ESTE - CARIÑA	Construir las facilidades para la centralización de las operaciones de producción de crudo extrapesado de los Campos del Sector Este de Bare y Cariña que permitirá el tratamiento de crudo, gas y agua.	Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 29%. Fecha estimada de culminación enero 2016.
ADECUACIÓN DE LA ESTACIÓN PRINCIPAL (MSUP)	Incrementar el potencial de producción de crudo extra pesado y la capacidad de manejo de agua en la estación principal de Petrocedeño.	Contempla la construcción de: * Planta de tratamiento de agua e interconexión con la planta de agua existente. * Tercer tren e interconexiones a trenes existentes. * Sala de control y nuevo SCADA. * IPC tanques (nuevo tanque de diluyente T-3101 B, nuevo tanque de rebose T-3602, 2 nuevos tanques desnatadores T-3900 C/D, nuevo tanque de transferencia T-3920 B) * Unidad de generación de electricidad 26 MW - Nueva unidad de compresión de gas. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 66%. Fecha estimada de culminación junio 2016.

Empresas Mixtas

La Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) es una filial de misión y objetivos estratégicos, orientada a maximizar el valor de los hidrocarburos al Estado venezolano, a través de estrategias para lograr una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con terceros que la ha convertido en una de las filiales más importantes de la industria petrolera, y en la organización líder en la conformación, manejo y control de los negocios con terceros; materializando diversos logros que cambiaron para siempre la historia petrolera del país.

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

a la visión del Comandante Supremo Hugo Chávez Frías, razón por la cual los trabajadores petroleros, en acuerdo con la Junta Directiva y el Ejecutivo Nacional, en homenaje y reconocimiento, decidieron denominar, a partir del año 2013, la FPO como Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.

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

Migración de los Convenios Operativos, Convenios de Asociación Estratégica de la FPO Hugo Chávez Frías y Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas a Empresas Mixtas

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

En este sentido, entre los años 2006 y 2008, vía decreto presidencial, quedan extinguidos los Convenios antes mencionados, dando paso a un nuevo esquema de negocio: las Empresas Mixtas, enterrando 10 años de negociaciones perjudiciales que ocasionaron grandes distorsiones en materia económica y financiera para la industria y el país, por ser un esquema poco transparente ante el Fisco Nacional y una fuente de costos crecientes para PDVSA.

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

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

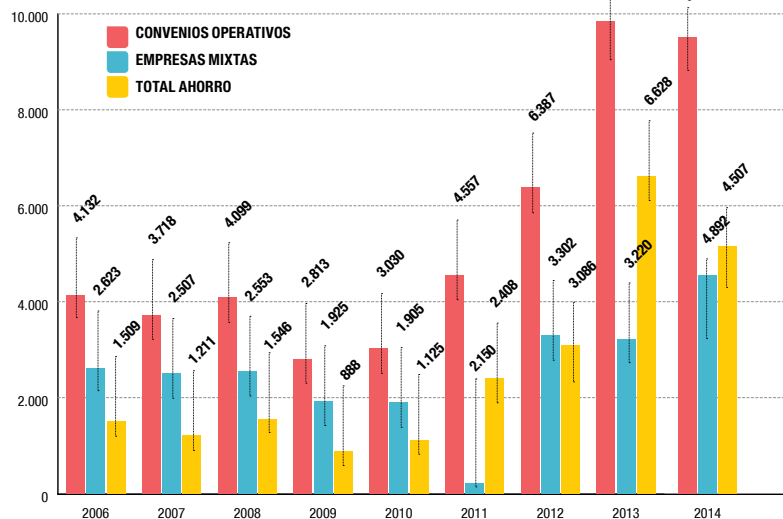
Disminución en los costos reales de PDVSA desde el año 2006 al 2014, producto de la conversión a Empresas Mixtas de los Convenios Operativos

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

Con la eliminación de los Convenios Operativos y la creación de las Empresas Mixtas, **PDVSA ha obtenido un ahorro total entre los años 2006 - 2014 de alrededor de 22.908 millones de dólares.**

COSTOS REALES DE PDVSA

2006 - 2014



Este ahorro de **MMUS\$ 22.908** ha sido posible gracias a la lucha emprendida por el Comandante Supremo Hugo Chávez Frías en su afán de materializar el rescate de la Plena Soberanía Petrolera. Esta política forma parte de su legado, compromiso irrenunciable de los trabajadores petroleros y la Junta Directiva de PDVSA.

Participación fiscal de las Empresas Mixtas provenientes de los Convenios Operativos

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

se ha implementado una serie de impuestos adicionales, tal es el caso del denominado impuesto de ventajas especiales de 3,33% sobre los ingresos brutos y el impuesto destinado al desarrollo de proyectos nacionales que representa 1% antes del ISLR. Asimismo, las Empresas Mixtas tienen la obligación de pagar

un impuesto superficial por aquellos campos que la empresa mantenga ociosos y un impuesto sombra que asegure que la suma de la regalía de 30%, la regalía adicional de 3,33% y el ISLR sea igual, como mínimo y en cada año fiscal, a 50% del resultado neto de la Empresa Mixta.

Estas medidas generadoras de grandes beneficios en materia impositiva han sido posibles tras la obtención del control del sector petrolero a través de las Empresas Mixtas. Los ingresos adicionales que ha percibido el Estado desde el año 2006 hasta el cierre de 2014 en materia impositiva, producto del cambio de esquema de negocio oscilan alrededor de los 17.719 millones de dólares.

APORTES FISCALES ADICIONALES

2006 - 2014



Participación de las Empresas Mixtas provenientes de los Convenios Operativos en el desarrollo social

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

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

a) Fondo de Ahorro Nacional para la Clase Obrera

(FANCO): 2,22%, administrado directamente por el Gobierno Bolivariano y destinado a los proyectos establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo.

b) Municipios Petroleros: 1,11%, de los cuales 30%

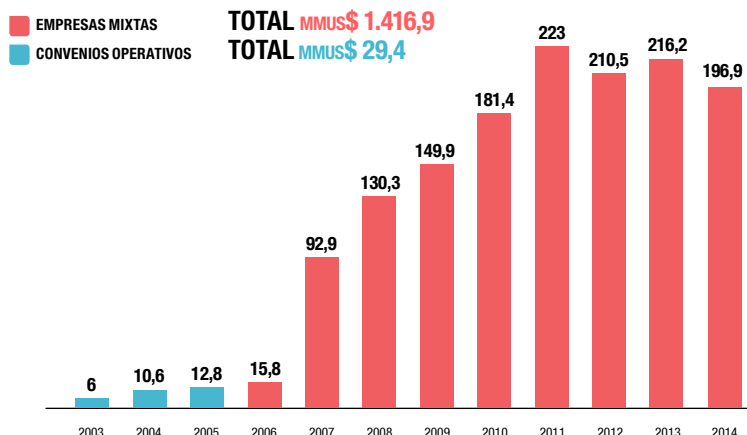
será destinado a los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la Empresa Mixta y 70% para el resto de los municipios petroleros, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de las entidades.

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

Los aportes realizados durante el año 2014, para el desarrollo social (2,22% y 1%) por las Empresas Mixtas se ubicaron en 196,9 millones de dólares, que arrojan una contribución total, entre los años 2006 – 2014 de 1.416,9 millones de dólares.

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

2003-2014



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, disminuido

sus gastos y el Estado ha aumentado la recaudación fiscal, beneficiando a las comunidades, a través de la ejecución de programas de desarrollo social.

TABLA • COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS VS. EMPRESAS MIXTAS

CONVENIOS OPERATIVOS	VS	EMPRESAS MIXTAS
<ul style="list-style-type: none">• <i>• Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional.</i>		<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">• <i>Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización.</i>		<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">• <i>Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y el pueblo venezolano.</i>		<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">• <i>Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía.</i>		<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">• <i>Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional.</i>		<ul style="list-style-type: none">• <i>Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero.</i>		<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">• <i>No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional.</i>		<ul style="list-style-type: none">• <i>Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera y la Ley del Plan de la Patria.</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>En los Convenios de 1ª y 2ª Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP.</i>		<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">• <i>Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de petróleo.</i>		<ul style="list-style-type: none">• <i>Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.</i>





Empresas Mixtas constituidas dentro del proceso de nacionalización y rescate de la Plena Soberanía Petrolera

Las Empresas Mixtas creadas durante la nacionalización de la FPO Hugo Chávez Frías, fueron aquellas provenientes de los Convenios de Asociación para la explotación, mejoramiento y comercialización de crudo extrapesado en el mercado internacional, en las áreas Junín (antes Zuata), Carabobo (antes Cerro Negro) y Ayacucho (antes Hamaca); así como los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y 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

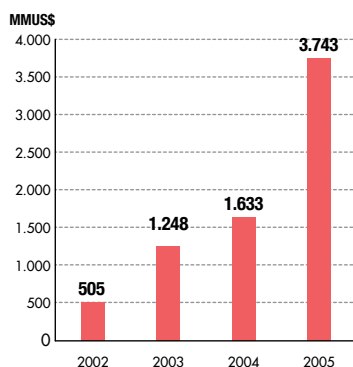
gobierno estableció el **Decreto N° 5.200, mediante el cual se determina la migración de estos convenios a Empresas Mixtas.**

Uno de los grandes aspectos positivos que trajo consigo la Nacionalización, fue desmontar la vieja tesis de que el crudo de la FPO Hugo Chávez Frías era bitumen, puesto que actualmente se desarrollan procesos de mejoramiento que han convertido este crudo en uno de tipo liviano, evaluado y comercializado de manera muy atractiva en el mercado internacional.

Impacto de los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO Hugo Chávez Frías en los resultados económicos de PDVSA

Durante el funcionamiento de las antiguas asociaciones de la FPO, los ingresos del Estado venezolano se vieron perjudicados, debido a la evasión de impuestos (ISLR, regalías, exportación, entre otros) por parte de las asociaciones. En el caso de los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO, durante el lapso 2002-2005, el pago de las regalías descendió al nivel más bajo, colocándose en 1%. De esta forma, las empresas transnacionales maximizaron sus ganancias mientras que el Estado dejó de percibir un total de 7.129 millones de dólares por este concepto.

FONDOS TRANSFERIDOS A LOS SOCIOS
2002-2005



TOTAL MMUS\$ 7.129

Con la implantación del nuevo modelo de Empresa Mixta, el Estado ha percibido una contribución adicional de aproximadamente 7.431 millones de dólares producto de la migración de las antiguas asociaciones a Empresas Mixtas.



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

SIMULACIÓN EX-ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS DE LA FPO	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	TOTAL ACUMULADO
Regalía	1826	2.015	1.848	1.873	1.583	1.058	1.863	12.066
Impuesto de Extracción	1826	2.015	1.848	1.873	1.583	1.058	1.863	12.066
Contribución Especial Precios Extraordinarios	2839	3.635	3.417	3.639	163	9	1.417	15.119
Impuesto Ciencia y Tecnología	84	54	67	43	42	90	-	380
Impuesto sobre la Renta	202	1.422	1.543	646	751	451	1.068	6.083
Contribución Antidrogas	21	28	30	13	15	9	21	137
Impuesto Ley Aporte del Deporte	21	28	30	-	-	-	-	79
TOTAL	6.819	9.197	8.783	8.087	4.137	2.675	6.232	45.930
FLUJO DE CAJA	503	1.507	1.473	867	878	657	1.046	6.931
TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EX-ASOCIACIONES	7.322	10.704	10.256	8.954	5.015	3.332	7.278	52.861

REAL EMPRESAS MIXTAS	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	TOTAL ACUMULADO
Regalía	3290	3.625	3.329	3.375	2.856	1.901	3.394	21.770
Impuesto de Extracción	361	405	366	372	309	212	333	2.358
Contribución al Desarrollo Endógeno	19	24	28	33	9	39	29	181
Contribución Especial Precios Extraordinarios	2839	3.635	3.417	3.639	163	9	1.417	15.119
Impuesto Ciencia y Tecnología	84	54	67	43	42	90	229	609
Impuesto sobre la Renta	329	2.079	1.370	1.599	2.330	1.012	1.441	10.160
Contribución Antidrogas	4	21	33	37	61	24	14	194
Impuesto Ley Aporte del Deporte e Impuesto Sombra	88	21	33	-	-	-	-	142
TOTAL	7.014	9.864	8.643	9.098	5.770	3.287	6.857	50.533
FLUJO DE CAJA	791	2.520	2.499	590	1.015	730	1.614	9.759
TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EMPRESAS MIXTAS	7.805	12.384	11.142	9.688	6.785	4.017	8.471	60.292
VARIACIÓN / EFECTO TOTAL NACIÓN	483	1.680	886	734	1.770	685	1.193	7.431



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

CONVENIOS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS	VS	EMPRESAS MIXTAS
<ul style="list-style-type: none"> Eran sociedades anónimas donde el Estado tenía participación minoritaria. 		<ul style="list-style-type: none"> Son sociedades anónimas, teniendo una participación mayor al 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 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 Petromonagas, el cual es comercializado por parte de la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro en ultramar a un precio fijado por estos últimos. Por nuevas especificaciones, el crudo de Petromonagas es de 18°API.
<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 Petrocedeno 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 tanto de inversiones como operaciones es aprobado directamente por CVP como máximo accionista, alineado a las políticas de PDVSA.
<ul style="list-style-type: none"> No estaban en línea con los planes de desarrollo de la nación. 		<ul style="list-style-type: none"> Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera y la Ley del Plan de la Patria.
<ul style="list-style-type: none"> El pago del ISLR se efectuaba a tasa de empresas del sector no petrolero (34%). 		<ul style="list-style-type: none"> El pago del ISLR se adecúa a la tasa actual vigente para el sector petrolero (50%).
<ul style="list-style-type: none"> Las políticas contables tales como: cálculo de la depreciación y presentación de los activos fijos, inventarios e ISLR eran ajustadas por las transnacionales. 		<ul style="list-style-type: none"> Las políticas contables están alineadas 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 se generan en sintonía con las políticas de PDVSA. Se realizan los respectivos recobros a cada empresa mixta por medio de la CVP.
<ul style="list-style-type: none"> Los costos de las propiedades, plantas y equipos eran registrados a costos históricos. 		<ul style="list-style-type: none"> Los costos de las propiedades, plantas y equipos inicialmente fueron registrados al costo más la prima.



Nuevos negocios de FPO Hugo Chávez Frías y Campos Maduros

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

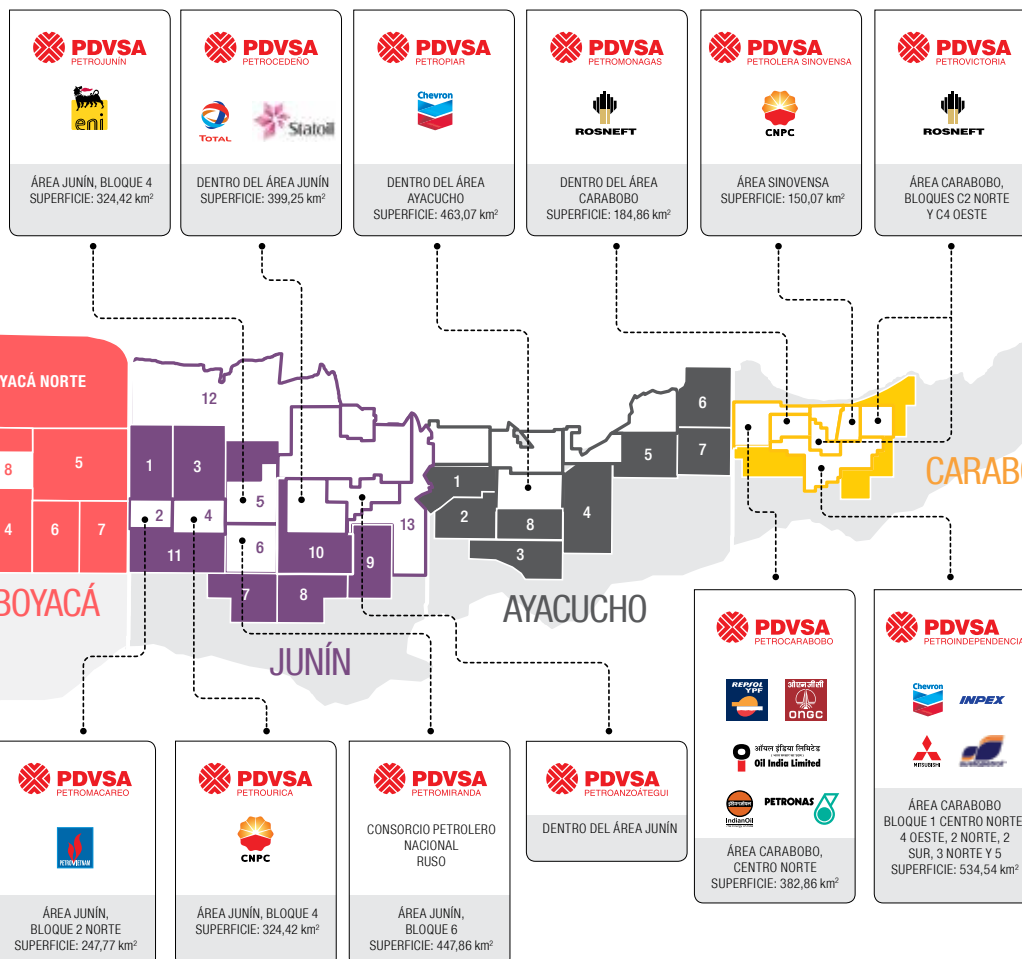
Los proyectos que se llevan a cabo en estas áreas han contemplado un proceso de selección de socios y el desarrollo de proyectos integrados, bajo el esquema de Empresa Mixta, con una participación mayoritaria del Estado venezolano no menor

de 60%. En esta integración se conjugan diversidad de culturas y conocimientos que han traído consigo un alto y calificado desempeño técnico del personal que hoy conforma las nuevas Empresas Mixtas.

Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías

EMPRESAS MIXTAS
CONSTITUIDAS
EN LA FPO HUGO
CHÁVEZ FRÍAS

12

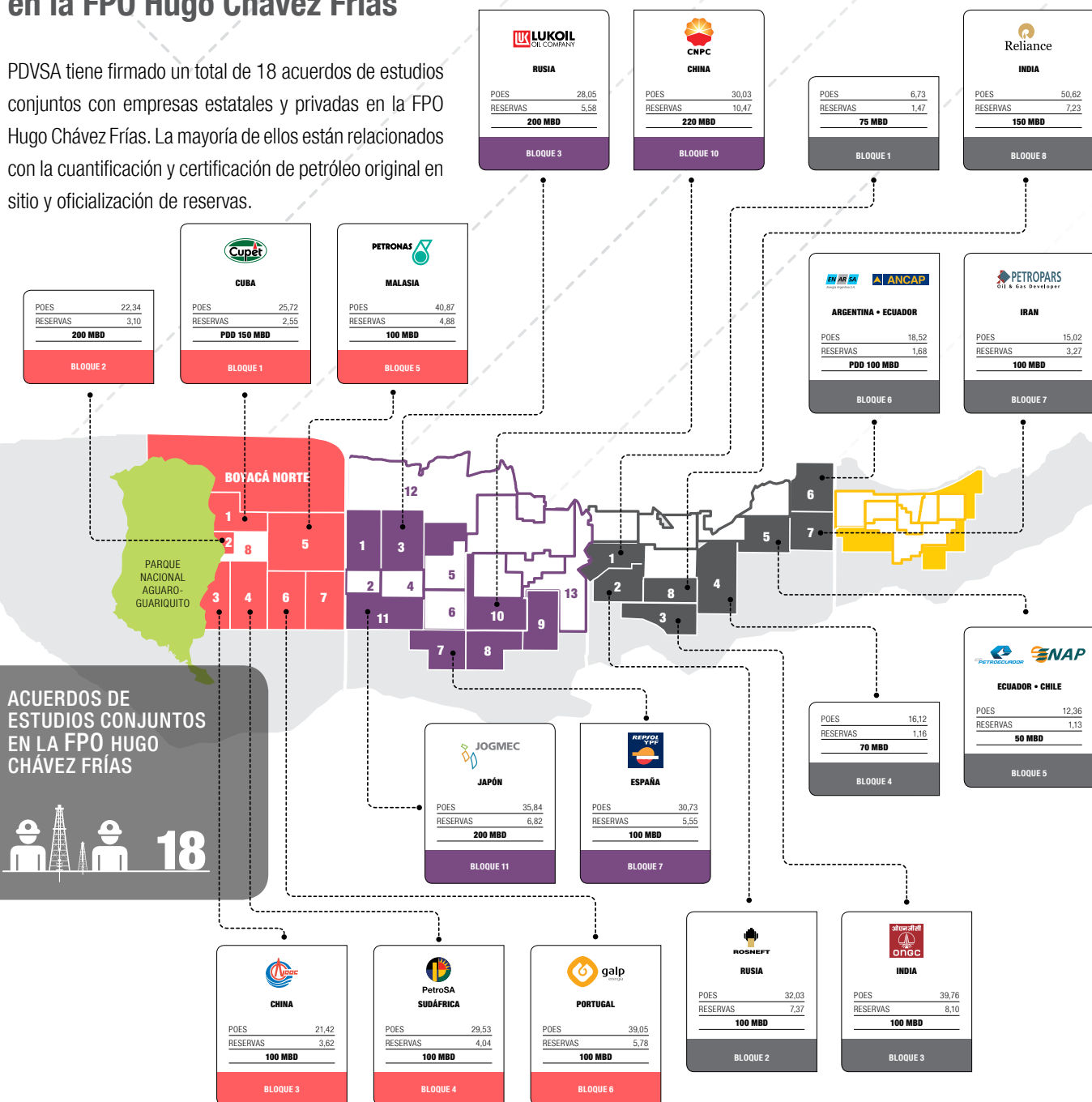


En la actualidad existen 12 empresas constituidas y operando en bloques de la FPO Hugo Chávez Frías, de las cuales 11 son sociedades con participación de capital extranjero y una de ellas (Petroanzoátegui) es 100% capital PDVSA.

0 BOYACÁ
6 JUNÍN
1 AYACUCHO
5 CARABOBO

Acuerdos de Estudios Conjuntos en la FPO Hugo Chávez Frías

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



En la actualidad, se encuentran cuatro acuerdos en proceso para estudios conjuntos: Ayacucho 8, con la empresa Reliance Industries Limited de India; Junín 8-11, con la empresa Armada Kencana Sdn Bhd de Malasia; y Junín 1 y 3 con la empresa J & F Investimentos de Brasil. Los 18 bloques, en conjunto, tienen un potencial de producción de 2,2 MMBD.

Campos Maduros

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

El portafolio de campos maduros de la CVP vigente en el año 2014 incluye, fundamentalmente, campos con un factor de agotamiento igual o mayor a 50% y una producción igual o menor a 10 MBD, salvo algunas excepciones.

En cuanto a los acuerdos de estudios conjuntos en proceso, se tiene para el 2014, el avance siguiente:

TABLA • ACUERDOS DE ESTUDIOS CONJUNTOS

NEGOCIOS	CAMPOS	SITUACIÓN ACTUAL
PDVSA - BTG PACTUAL BRASIL	UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: ROSA MEDIANO, CAMPOS: CABIMAS LAGO, TÍA JUANA LAGO. UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: TÍA JUANA, CAMPOS: CABIMAS LAGO, LAGUNILLAS LAGO, LAGUNILLAS LAGO, TÍA JUANA LAGO, TÍA JUANA TIERRA. UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: LAGUNILLAS LAGO, CAMPO LAGUNILLAS LAGO, UBICADOS EN LA JURISDICCIÓN DEL ESTADO ZULIA, DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA	FUE SUSCRITO EL 6 DE JUNIO DE 2014 PARA LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS, ELABORACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO Y EL DISEÑO DE OTROS INSTRUMENTOS TÉCNICOS NECESARIOS PARA DETERMINAR LA FACTIBILIDAD DEL DESARROLLO DE HIDROCARBUROS EN LOS CAMPOS MADUROS. EN EL PERIODO JUNIO - DICIEMBRE 2014 SE INICIÓ Y FINALIZÓ EL ESTUDIO CONJUNTO, DE CAMPOS MADUROS UBICADOS EN EL LAGO DE MARACAIBO: CABIMAS LAGO, TÍA JUANA LAGO Y LAGUNILLAS LAGO, EN ÁREAS CIRCUNSCRITAS A LAS UNIDADES DE EXPLOTACIÓN ROSA MEDIANO, TÍA JUANA LAGO Y LAGUNILLAS LAGO. ESTIMÁNDOSE, SEGÚN EL PLAN DE NEGOCIOS RESULTANTE DEL ESTUDIO, EXTRAER 865 MMBLS EN 25 AÑOS, CON UNA INVERSIÓN DE 7.708 MMUS\$.
PDVSA - CT ENERGÍA SUIZA	CAMPOS URACOA, BOMBAL, TUCUPITA, TEMBLADOR, EL SALTO E ISLEÑO.	EN FECHA 12 DE DICIEMBRE DE 2014, SE FIRMÓ ACUERDO PARA EVALUAR LA POSIBILIDAD DE DESARROLLAR NUEVOS PROYECTOS EN LOS CAMPOS: URACOA, BOMBAL, TUCUPITA, TEMBLADOR, EL SALTO E ISLEÑO.



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

TABLA • EMPRESAS MIXTAS CONSTITUIDAS HASTA 2014

DIRECCIÓN ORIENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
DIVISIÓN FURRIAL	PETROQUIRIQUE, S.A. (QUIRIQUE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España
	BOQUERÓN, S.A.	11/10/06	60,00	26,67	Boqeron Holdings	Holanda
				13,33	PEI	Austria
DIRECCIÓN COSTA AFUERA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
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	SINOPEC	China
				8,00	INE Oil & Gas INC	Venezuela
	PETROLERA GÜIRIA, S.A.	10/01/08	64,25	19,50	ENI	Italia
				16,25	INE Oil & Gas INC	Venezuela
DIRECCIÓN OCCIDENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS
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.
				26,35	HOCOL	Francia
				3,10	EHCOPEK	Venezuela
	LAGOPETROL, S.A.	05/12/07	69,00	1,55	CIP	Venezuela
	PETROWARAO, S.A.(AMBROSIO)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia
	PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A.(INTERCAMPO)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China
DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL DEL LAGO	PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. (BLOQUE X)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia
	PETROBOSCÁN, S.A.	11/08/06	60,00	39,20	CHEVRON	EE.UU.
				0,80	INEMAKA	Venezuela
				17,50	SUZUM	Portugal
	BARIPIETROL, S.A.	09/08/06	60,00	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	PETROQUIRIQUE, S.A. (MENE GRANDE)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España

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

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

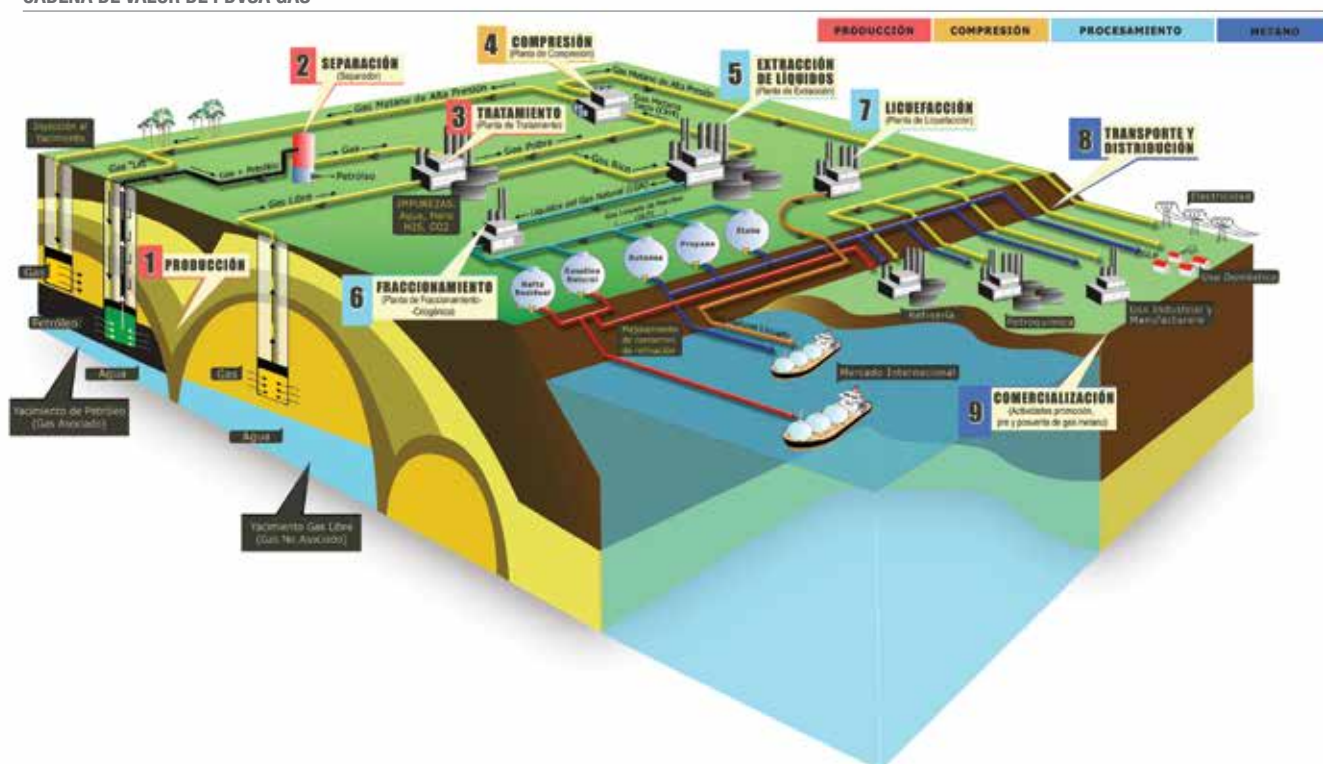


GAS

PDVSA GAS

PDVSA Gas, S.A., se dedica a la exploración y explotación de gas no asociado; extracción, fraccionamiento, almacenaje, comercialización y despacho de LGN; transporte, distribución y comercialización de gas metano. Estas actividades son llevadas a cabo por los negocios que integran la cadena de valor de esta filial:

CADENA DE VALOR DE PDVSA GAS



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

- 1. Explotación, separación, tratamiento y compresión:** PDVSA Petróleo, PDVSA Gas, diversas empresas mixtas y Licencias de Gas en tierra otorgadas en 2001 y 2007.
- 2. Procesamiento del gas natural:** Es responsabilidad exclusiva de PDVSA Gas.
- 3. Comercialización de los derivados del gas natural (metano, etano, LGN y GLP):** Es realizada entre PDVSA Gas y PDVSA Gas Comunal.
- 4. Comercialización de LGN en el mercado de exportación:** La realiza PDVSA Petróleo, en representación de PDVSA Gas.

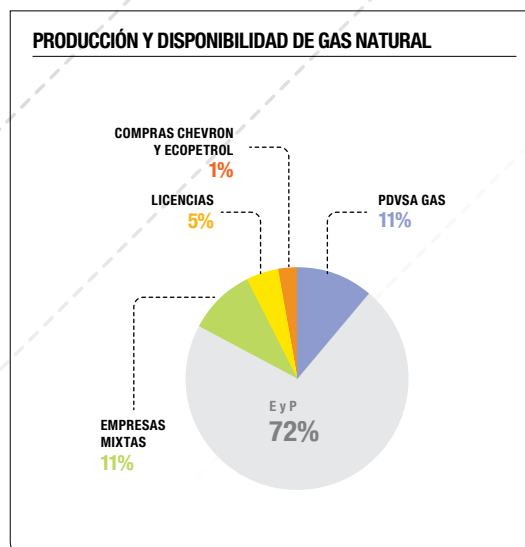


Producción y disponibilidad de Gas Natural y LGN

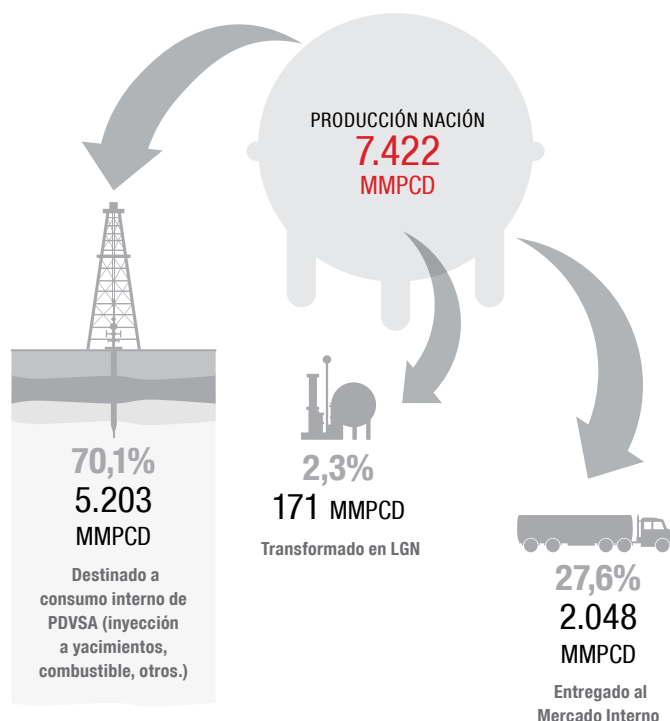
Gas

Para el año 2014, la disponibilidad total de gas natural para la nación fue de 7.516 MMPCD, de los cuales 7.422 MMPCD corresponden a producción bruta de gas natural en el territorio nacional y 94 MMPCD de gas metano recibido de las empresas Chevron y ECOPETROL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL	VOLUMEN
	MMPCD
Anaco	814
PDVSA GAS	814
Dir. Ejecutiva Oriente	4.560
Dir. Ejecutiva Occidente	520
Dir. Ejecutiva Faja	323
E y P	5.403
Dir. Ejecutiva Oriente	97
Dir. Ejecutiva Costa Afuera	54
Dir. Ejecutiva Occidente	198
Dir. Ejecutiva Faja	470
EMPRESAS MIXTAS	819
Gas Guárico	54
Quiriquire Gas	182
Ypergas	131
Bielovenzolana	19
LICENCIAS	386
TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN	7.422
Compras Chevron y Ecopetrol	94
TOTAL DISPONIBLE	7.516



El gas producido fue destinado a consumo interno de PDVSA (inyección a yacimientos, combustible, otros), transformación en LGN y al mercado interno, tal como se muestra en la siguiente gráfica:



Líquido del gas natural (LGN)

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



INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO DE LGN

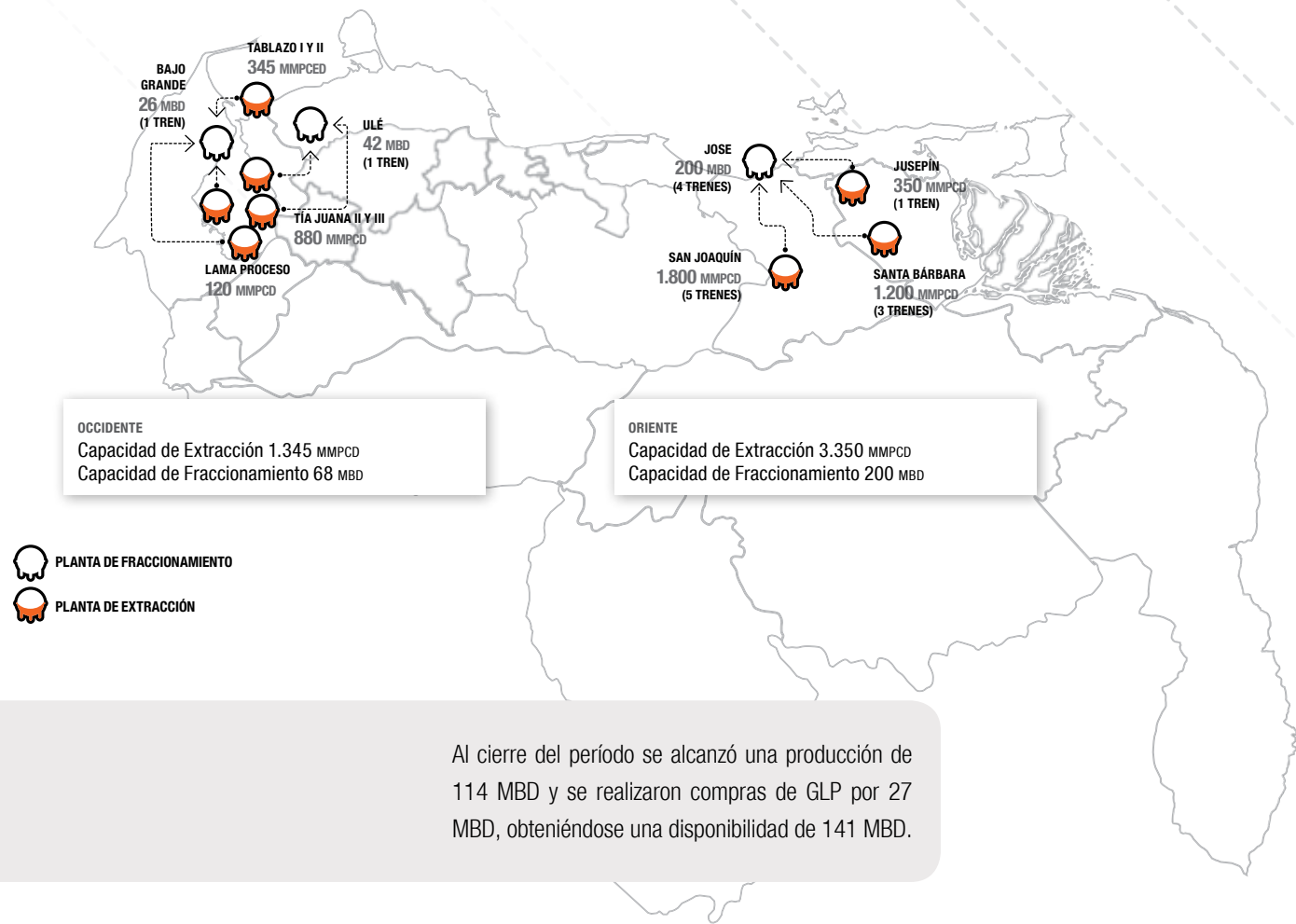


TABLA • DISPONIBILIDAD LGN

LGN	MBD
Oriente	114
Occidente	0,3
PRODUCCIÓN LGN	114
Refinerías (Nacional)	6
Importación	21
COMPRAS DE GLP	27
TOTAL DISPONIBLE	141



Compresión de Gas

Durante el año 2014, la infraestructura de compresión de PDVSA estuvo conformada por 128 plantas y 461 unidades de compresión distribuidas en el oriente y occidente del país como se muestra en el gráfico anexo.

INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN

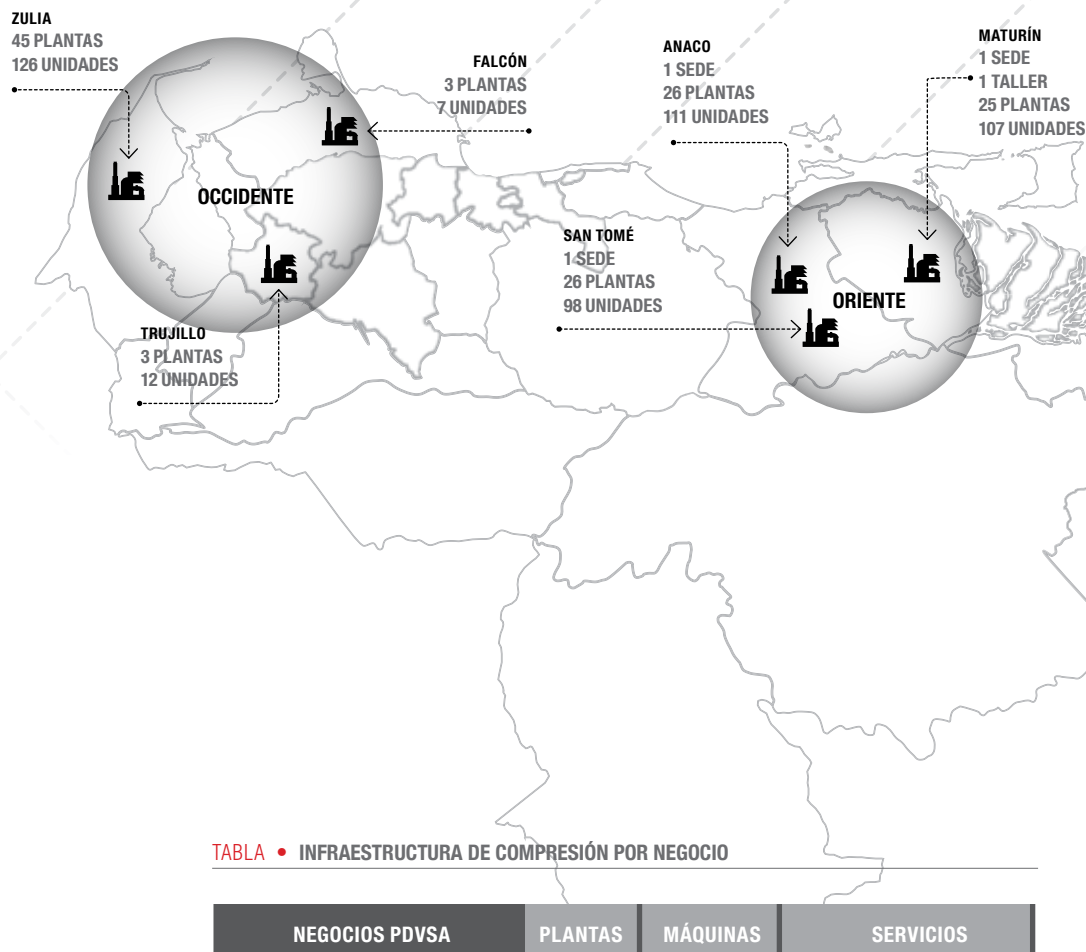


TABLA • INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN POR NEGOCIO

NEGOCIOS PDVSA	PLANTAS	MÁQUINAS	SERVICIOS
PDVSA Gas	39	170	
EyP Oriente	12	48	
EyP Faja	26	98	
Sub-total Oriente	77	316	
EyP Occidente	38	103	
Empresas Mixtas Occidente	13	42	
Sub-total Occidente	51	145	
TOTAL	128	461	

- Mercado interno
- Inyección de gas
- Generación eléctrica
- Levantamiento artificial
- Volumen manejado
6.254 MMPCD

Transporte, Distribución y Comercialización

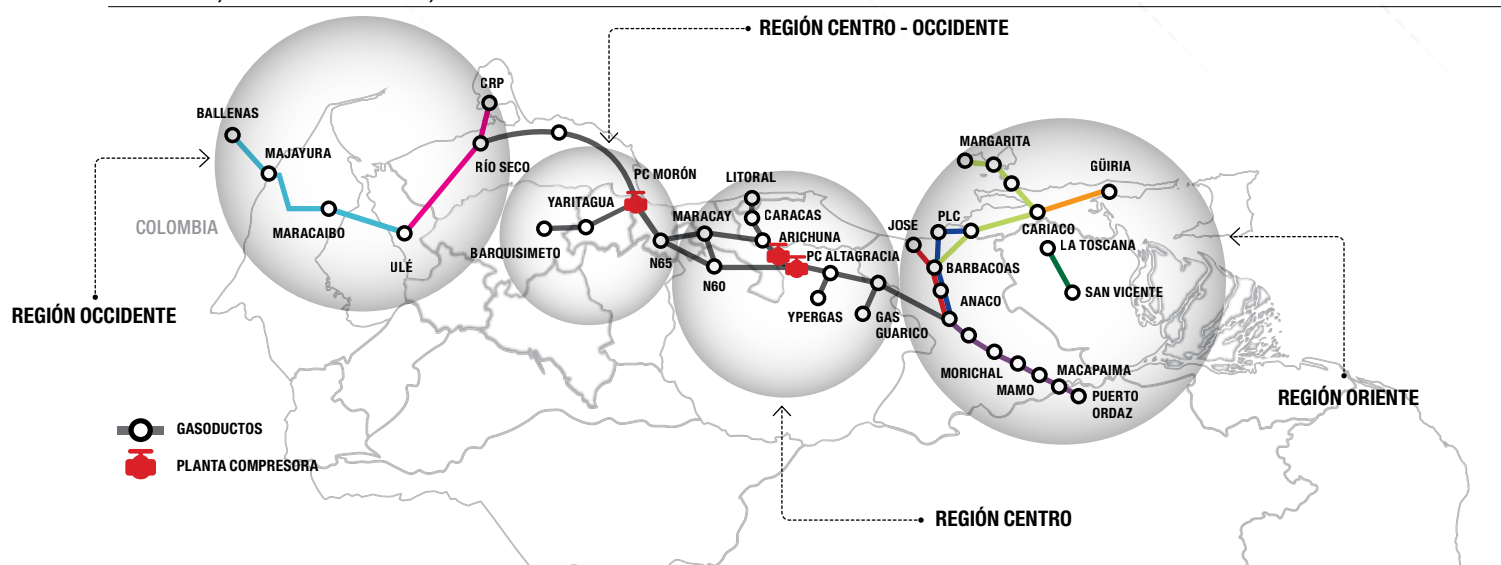
Gas

Los sistemas de transporte de gas de alta presión (gasoductos) se encuentran distribuidos geográficamente en gran parte del territorio nacional (oriente, centro, centro occidente y occidente). Están conformados por siete sistemas y tres plantas compresoras:

- Sistema Anaco - Barquisimeto - Río Seco
- Sistema Anaco - Jose / Puerto La Cruz

- Sistema Anaco - Puerto Ordaz
- Sistema Toscana - San Vicente
- Sistema Ulé – Amuay
- Sistema Transoceánico (Gasoducto Antonio Ricaurte)
- Sistema Nororiental G/J José Francisco Bermúdez
- Plantas Compresoras Altagracia, Nueva Planta Compresora Altagracia y Morón

GASODUCTOS, PLANTAS COMPRESORAS, FACILIDADES OPERATIVAS Y SUS CAPACIDADES



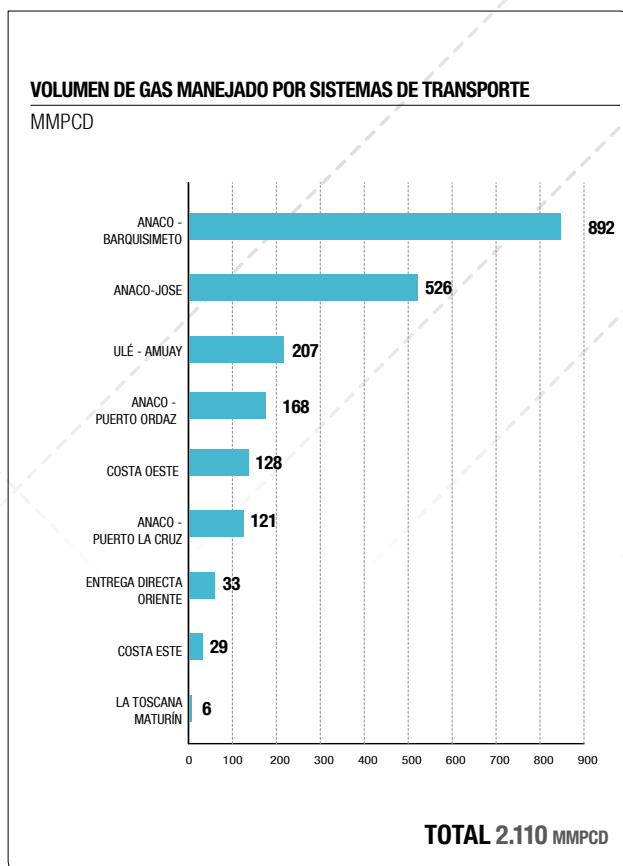
SISTEMA DE TRANSPORTE	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (MMPCED)
Ulé - Amuay	464	360
G/J Jose Francisco Bermudez	444	1.015
Anaco - Jose	223	873
Transoceánico	219	427
Anaco - Puerto Ordaz	779	1.260
Anaco - Puerto La Cruz	108	170
La Toscana - San Vicente	13	262
Anaco - Caracas - Barquisimeto - Río Seco	2.490	461
TOTAL	4.740	5.737

PLANTAS COMPRESORAS			
DATOS TÉCNICOS	MORÓN	ALTAGRACIA (PCA)	ALTAGRACIA (NPCA)
Unidades	3 x 18.000 c/u	6 x 4.500 c/u	3 x 18.000 c/u
Total de Potencia (HP)	54000	27000	54000
Presión Succión (Psig)	570	600	600
Presión de Descarga (Psig)	1200	900 / 750	1000
Capacidad (MMPCED)	640	810 / 840	700



Durante el período, se logró la transmisión y distribución de 2.110 MMPCD en forma segura y confiable a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución de gas metano a nivel nacional.

En lo que respecta a las ventas de gas metano, al cierre del año 2014 se alcanzó un promedio de 2.122 MMPCD, distribuidos de la siguiente manera a los distintos sectores económicos a nivel nacional:



VENTAS DE GAS POR SECTOR	VOLUMEN MMPCD	%
Eléctrico	687	32,4%
Petrolero	468	22,1%
Petroquímico	465	21,9%
Manufacturero	175	8,2%
Distribuidor	111	5,2%
Siderúrgico	90	4,2%
Cemento	78	3,7%
Aluminio	29	1,4%
Doméstico	16	0,8%
Autogas	3	0,1%
TOTAL VENTAS	2.122	100%

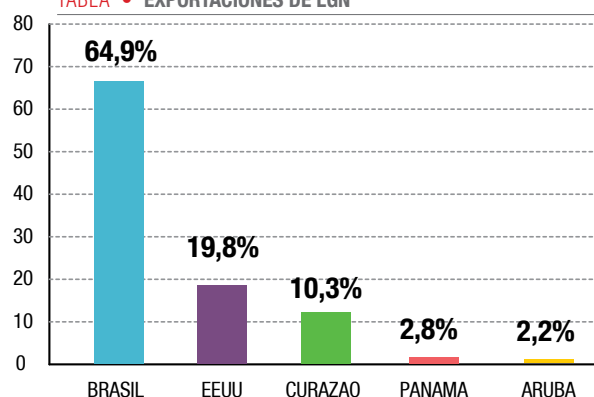
LGN

Los productos fraccionados son distribuidos a diversos sectores nacionales e internacionales, siendo el volumen al cierre del año 142 MBD:

VENTAS LGN	MBD
Mercado Interno	43
Pequiven	45
Refinación	19
Producción EyP	17
Industrialización	1
Exportación	17
TOTAL	142

Las exportaciones durante el período fueron de 17 MBD (11,8% de las ventas) siendo el mayor volumen dirigido a Brasil y Estados Unidos con el 64,9% y 19,8%, respectivamente.

TABLA • EXPORTACIONES DE LGN



GAS DOMÉSTICO Y COMERCIAL

El servicio de Gas Doméstico y Comercial en la República Bolivariana de Venezuela está siendo cubierto en forma mayoritaria por PDVSA, tanto por las filiales de PDVSA Gas Comunal (GLP) como PDVSA Gas (Metano).

PDVSA Gas Comunal

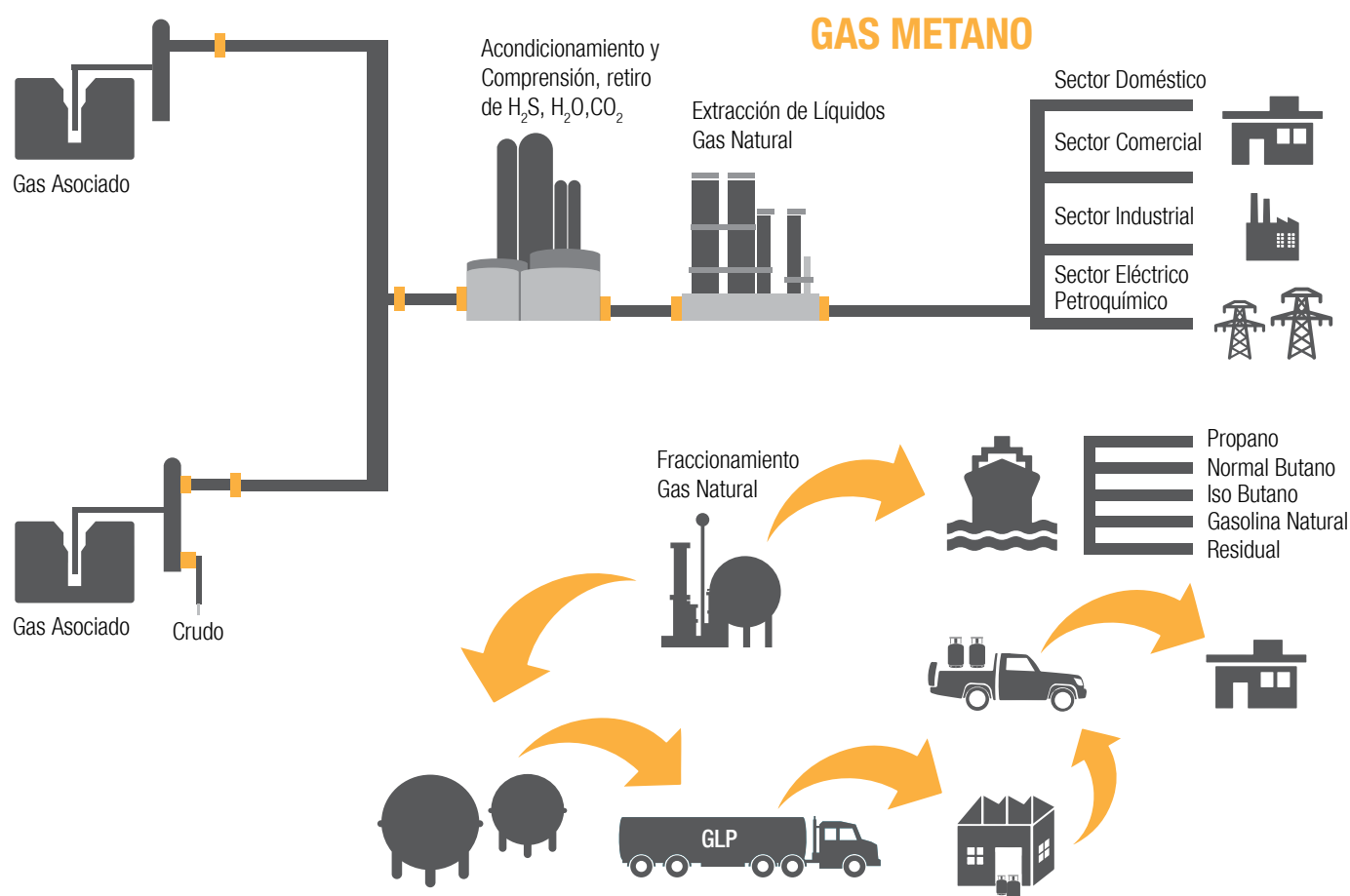
Tiene la misión de garantizar el suministro de GLP como servicio público, además de la ejecución de proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones. Se encarga del transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP desde las plantas de llenado hasta el usuario final, incluyendo dentro

de su cadena de valor la fabricación y reparación de bombonas, tanques y válvulas.

Actualmente, PDVSA Gas Comunal opera 65 plantas de llenado de GLP de un total de 91 plantas en el territorio nacional y una flota de 403 chutos, 287 cisternas y 2.334 camiones para el despacho de bombonas y granel, permitiendo atender a 4.609.312 familias mensualmente.

En 2014, se fabricaron/repararon 397.787 bombonas, se repararon 41.615 válvulas y se fabricaron/repararon 309 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial.

TABLA • PROCESOS DE LA INDUSTRIA DE GAS





Dentro de los logros más importantes de Gas Comunal en el año 2014, se resaltan los siguientes:

Construcción de plantas de llenado de GLP: En mayo de 2014, se puso en marcha la planta automatizada de llenado de GLP en Caicara del Orinoco, estado Bolívar, con capacidad de almacenamiento de 30.000 galones en su primera fase. Esta planta de llenado de GLP atenderá a 70.000 familias.

Manufactura de tanques para el transporte de GLP: Durante el año 2014 se continuó con la manufactura de tanques tipo cisterna para el transporte de GLP, se culminaron tres cisternas de 12.500 galones y se inició a la actividad de carga y recarga de extintores.

Empresa de Producción Social Directa Comunal (EPSDC): En 2014 se inauguraron cuatro centros de acopio construidos por PDVSA Gas Comunal y se pusieron en marcha ocho rutas de

distribución, conjuntamente con las comunidades organizadas; teniendo a la fecha 90 EPSDC en el territorio nacional, que atienden a 859.450 familias.

PDVSA Gas

Transporte y distribución de gas: Es un proceso que consiste en transportar Gas Metano a través de tuberías de amplia capacidad, a los diferentes centros de consumo industrial, doméstico y comercial, en forma rentable, segura y eficiente, manteniendo la integridad de las instalaciones en armonía con el ambiente y el entorno. En la actualidad el servicio de gas directo está llegando a más familias venezolanas a través de la Gran Misión Vivienda Venezuela, en la cual los nuevos urbanismos son concebidos con acceso al gas por tuberías.

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.



REFINACIÓN



Capacidad de Refinación

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial fue de 2.822 MBD para el año 2014.

TABLA • CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE PDVSA AL 31 DE DICIEMBRE 2014

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
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
Sweeny, Texas	PDV Sweeny ⁷	50	110/58	55/29
TOTAL ESTADOS UNIDOS			1.428	1.089
EUROPA				
Nynäshamn, Suecia	NYNAS ⁸	50	29	15
Gothenburg, Suecia	NYNAS ⁸	50	11	5
Dundee, Escocia	NYNAS ⁸	50	9	4
Eastham, Inglaterra	NYNAS ⁸	25	18	5
TOTAL EUROPA			67	29
TOTAL MUNDIAL			3.267	2.822

¹Arrendado en 1985 por 20 años. En 1994 se llevó a cabo una renegociación, donde se extiende el período de arrendamiento hasta el año 2019. ²Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.

³Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ). ⁴Una empresa mixta con Refidomsa. ⁵Una empresa mixta con ExxonMobil Co. ⁶Una empresa mixta con Hess Co.

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

⁸Una empresa mixta con Neste Oil AB.

Refinación Nacional

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

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional para 2014, fue de 920 MBD (se descuenta la transferencia de 4 MBD de residual al crudo procesado en Refinería El Palito, proveniente de la Refinería Puerto La Cruz). Adicionalmente, se recibieron 152 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 1.072 MBD de productos, de los cuales 325 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 310 MBD a jet y destilados, 298 MBD residuales, 12 MBD asfaltos, 4 MBD a lubricantes y 123 MBD a otros productos.

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

Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

Tiene una capacidad nominal de 971 MBD, conformado por las refinерías: Amuay (645 MBD), Cardón (310 MBD), ubicadas en la Península de Paraguaná, y la Refinería Bajo Grande, en el estado Zulia, con una capacidad de 16 MBD, destinada a la producción de asfalto.

El volumen de crudo procesado en el CRP en 2014, fue de 638 MBD. Por otra parte, se recibieron 97 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 735 MBD de productos, de los cuales 206 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 229 MBD a jet y destilados, 187 MBD a residuales, 12 MBD a asfaltos, 4 MBD a lubricantes y 96 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en CRP, 66% se destina al mercado interno y 34% al mercado de exportación, con despacho de productos a países del Caribe, Centro y Suramérica, Europa y África.

Refinería Puerto La Cruz (RPLC)

El Complejo de Refinación Oriente, ubicado en el Estado Anzoátegui, posee una capacidad total de procesamiento de 192 MBD de crudos livianos y pesados, y está conformado 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), la cual procesa 5 MBD de crudo parafinoso, siendo la única refinерía de producción de parafinas en el país.

El volumen de crudo procesado en la RPLC/SRQ para 2014, fue de 167 MBD. Además, se recibieron 54 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 221 MBD de productos, de los cuales 72 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 59 MBD a jet y destilados, 75 MBD a residuales y 15 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 54% al mercado local y 46% para el mercado de exportación, dirigido a los países del Caribe, América, Europa y Asia. Adicionalmente, se está ejecutando el proyecto de Conversión Profunda de RPLC, cuya orientación es el procesamiento de crudo pesado y extrapesado de la FPO Hugo Chávez Frías.

Refinería El Palito (RELP)

Actualmente tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD de crudo mediano, actualmente. Está ubicada en el Estado Carabobo.

El volumen de crudo procesado en RELP en 2014, fue de 119 MBD. Adicionalmente, se recibieron 116 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 235 MBD de productos, de los cuales 97 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 83 MBD a jet y destilados, 44 MBD a residuales y 11 MBD a otros productos.





De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 77% al mercado local y 23% para el mercado de exportación, dirigido a los países de América y Asia.

Durante 2014, continuó el desarrollo del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito, que comprende la instalación de unidades adicionales a las existentes, incrementando la capacidad de procesamiento a 280 MBD.

Refinación Internacional

PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar en 2014, un volumen de crudos de 1.018 MBD, de los cuales 467 MBD fueron suministrados por PDVSA. Igualmente, se recibieron 132 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos fue de 1.150 MBD, de los cuales 469 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 387 MBD a jet y destilados, 122 MBD a residuales, 13 MBD a asfalto, 9 MBD a lubricantes y 150 MBD a otros productos y especialidades.

Para el año 2014, se mantiene la participación accionaria de PDVSA en los negocios de refinación en el exterior.

Norteamérica

CITGO Petroleum Corporation

A través de CITGO, PDVSA opera y tiene presencia en el mercado de Estados Unidos por medio de las siguientes refinerías:

1. Lake Charles, situada en la zona del Golfo de México, con una capacidad de refinación de 425 MBD. Es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos. Además de la refinería, agrupa una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas.

2. Corpus Christi, ubicada en la costa del Golfo de México. Se compone de dos plantas, consolidando ambas una capacidad de refinación de 157 MBD.

3. Lemont, ubicada en la región norte de EE.UU. con una capacidad de refinación de 167 MBD.

En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

En 2014, el volumen de crudo procesado en CITGO fue de 691 MBD. Adicionalmente, se recibieron 102 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 793 MBD de productos, de los cuales 369 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 277 MBD a jet y destilados, 32 MBD a residuales, 115 MBD a otros productos y especialidades.

Chalmette Refining LLC (CRLLC)

Empresa mixta integrada por PDVSA y ExxonMobil, con participación de 50% para cada socio. Localizada en la ciudad de Chalmette, Louisiana, tiene una capacidad de 184 MBD, con dos unidades de destilación, una para crudos livianos y otra para 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.

En 2014, el volumen de crudo procesado en la Refinería Chalmette, fue de 149 MBD. Por otra parte, se recibieron 33 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 182 MBD de productos, de los cuales 80 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 62 MBD a jet y destilados, 10 MBD a residuales, 30 MBD a otros productos y especialidades.



Merrey Sweeny LP (MSLP)

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de Coquificación Retardada de 58 MBD y una unidad de Destilación al Vacío de 110 MBD, integradas dentro de una refinería propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas, donde cada parte posee 50% de las acciones. ConocoPhillips, ha entrado en acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny con crudo pesado ácido; este negocio comprende el suministro de crudo merrey de 16°API desde Venezuela. La duración del contrato es por 20 años. Los ingresos de la empresa mixta Sweeny consisten en los honorarios pagados por ConocoPhillips a la empresa mixta bajo el acuerdo de procesamiento, más cualquier ingreso proveniente de la venta de coque a terceras partes.

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; con capacidad de refinación de 495 MBD. Actualmente, Hovensa opera como un terminal de almacenaje de hidrocarburos, ya que la refinería cerró operaciones el mes de febrero de 2012.

Caribe

Refinería Isla

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

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

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

En 2014, el volumen de crudo procesado fue de 189 MBD y se recibieron 3 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 192 MBD de productos, de los cuales 53 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 57 MBD a jet y destilados, 61 MBD a residuales, 3 MBD a asfalto, 2 MBD a lubricantes y 16 MBD de otros productos. Operacionalmente, los insumos y productos de la Refinería Isla son contabilizados dentro del Sistema de Refinación Internacional y se intercambian con el Sistema de Refinación Nacional; por ello los volúmenes de ambos sistemas no se suman directamente.

Cuvenpetrol, S.A. - Refinería Camilo Cienfuegos

El 10 de abril de 2006, se constituyó la empresa mixta PDV Cupet, S.A., con la finalidad de realizar actividades de compra, almacenamiento, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). A partir de 2009, se convirtió en la empresa mixta Cuvenpetrol, S.A., con el objetivo estratégico de desarrollar un polo energético en la República de Cuba mediante el aumento de la capacidad de refinación para la obtención de productos terminados de alta calidad, utilizando esquemas de conversión profunda y generando insumos para el desarrollo de la Industria Petroquímica. La empresa mixta implementó el Proyecto de Reactivación de Refinería Cienfuegos en diciembre de 2007, con capacidad para procesar 65 MBD de crudo.

En 2014, el volumen de crudo procesado en la Refinería fue de 50 MBD y se obtuvo una producción de 7 MBD de gasolinas y naftas, 17 MBD de jet y destilados, 24 MBD de residuales y 2 MBD de otros productos y especialidades.



Petrojam Limited - Refinería Kingston

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

La Refinería Kingston está ubicada en el Puerto de Kingston, y desde 1993 ha operado de manera rentable en un mercado no regulado y competitivo. La refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD.

El volumen de crudo procesado en 2014 fue de 19 MBD, y se obtuvo una producción de 3 MBD de gasolinas y naftas, 4 MBD de jet y destilados, 10 MBD de residuales y 2 MBD de otros productos y especialidades.

REFIDOMSA PDV, S.A. – Refinería Dominicana de Petróleo

En diciembre de 2010, PDVSA a través de PDV Caribe, S.A., adquirió parte del capital social de REFIDOMSA y fue constituida una empresa mixta denominada Refinería Dominicana de Petróleo PDV, S.A. (REFIDOMSA PDV, S.A.) con participación accionaria de 51% por el Gobierno Dominicano y 49% por PDV Caribe, S.A.

La Refinería Dominicana de Petróleo está ubicada en el Puerto de Haina, República Dominicana. REFIDOMSA sule aproximadamente 70% del mercado local dominicano de combustibles. Opera como empresa refinadora y terminal de importación; además, posee una capacidad de procesamiento de 34 MBD, alimentada con crudos venezolanos y en menor proporción con crudos mexicanos.

El volumen de crudo procesado en REFIDOMSA en 2014, fue de 27 MBD, y se obtuvo una producción de 6 MBD de gasolinas y naftas, 12 MBD de jet y destilados, 7 MBD de residuales y 2 MBD de otros productos y especialidades.

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 dos refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y un complejo para bases lubricantes en Hamburg, Alemania, 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 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.

A inicios del año 2014 se concretan dos cambios en la operación del negocio, la conversión a depósito de la refinería Dundee en Escocia y la incorporación de la planta de bases lubricantes de la refinería de Harburg al circuito Nynas, en acuerdo con Shell. La nueva planta de producción será un sitio central para Nynas con una producción anual de aceites especiales de hasta 330.000 toneladas (aprox. 6 MBD). Esto representa un aumento de 30% en la producción de aceites de especialidad de la empresa. Con la toma de control estratégico de las instalaciones de producción de Harburg, Nynas crecerá en aproximadamente 220 miembros del personal en los próximos tres años.

En 2014, el volumen de crudo procesado en Nynas fue de 32 MBD. Adicionalmente, se recibieron 20 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 52 MBD de productos, de las cuales 9 MBD corresponden a jet y destilados, 9 MBD a residuales, 20 MBD a asfalto, 13 MBD a lubricantes y 1 MBD a otros productos y especialidades.

TABLA • BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL

	2014 MBD	2013 MBD	2012 MBD
CAPACIDAD TOTAL DE REFINACIÓN	3.267	3.267	3.267
PARTICIPACIÓN DE PDVSA EN LA CAPACIDAD	2.822	2.822	2.822

ALIMENTACIÓN A REFINACIÓN

	2014 MBD		2013 MBD		2012 MBD	
CRUDO - SUMINISTRADO POR PDVSA						
Liviano	332	15%	312	14%	320	15%
Mediano	639	29%	649	29%	660	30%
Pesado	417	19%	454	21%	467	21%
SUBTOTAL	1.388	63%	1.415	64%	1.447	66%
CRUDO - SUMINISTRADO POR TERCEROS						
Liviano	283	13%	241	11%	214	10%
Mediano	58	3%	96	4%	96	4%
Pesado	209	10%	191	9%	130	6%
SUBTOTAL	550	26%	528	24%	440	20%
OTROS INSUMOS						
Suministrados por PDVSA	155	7%	185	8%	173	8%
Suministrados por Terceros	129	6%	107	5%	133	6%
Total Transferencias ⁴	(38)	-2%	(28)	-1%	(12)	-1%
Gasolinas / Naftas	(34)	-	(20)	-	(6)	-
Destilados	(4)	-	(8)	-	(6)	-
Lubricantes	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	246	11%	264	12%	294	13%
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN						
Suministrado por PDVSA ¹	1.543	70%	1.600	71%	1.620	74%
Suministrado por Terceros	679	32%	635	29%	573	26%
Transferencias	(38)	(2)	(28)	-	(12)	-
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN	2.184	100%	2.207	100%	2.181	100%
FACTOR DE UTILIZACIÓN ²	77%		78%		77%	

	2014 MBD		2013 MBD		2012 MBD	
PRODUCTOS OBTENIDOS³						
Gasolinas / Naftas	794	-	773	-	745	-
Gasolinas / Naftas Transferida⁴	(34)	-	(20)	-	(6)	-
TOTAL GASOLINAS/NAFTAS	760	35%	753	34%	739	34%
Destilados	697	-	704	-	709	-
Destilados Transferidos⁴	(4)	-	(8)	-	(6)	-
TOTAL DESTILADOS	693	32%	696	32%	703	32%
Residual de bajo Azufre	104	5%	107	5%	101	5%
Residual de alto Azufre	316	14%	282	13%	251	12%
Asfalto	25	1%	25	1%	30	1%
Lubricantes	13	-	11	-	18	-
Lubricantes Transferidos⁴	-	-	-	-	-	-
TOTAL LUBRICANTES	13	1%	11	0%	18	1%
Petroquímicos	53	2%	57	3%	57	3%
Otros	236	-	297	-	283	-
Otros Transferidos⁴	-	-	-	-	-	-
TOTAL OTROS	236	11%	297	13%	283	13%
TOTAL PRODUCIDO	2.200	101%	2.228	101%	2.182	100%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	(16)	-1%	(21)	-1%	(1)	0%
TOTAL PRODUCIDO	2.184	100%	2.207	100%	2.181	100%

¹PDVSA aportó 70%, 71% y 74% de los requerimientos totales de crudos e insumos a las refinerías en las que posee participación para los años 2014, 2013 y 2012, respectivamente.

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

³La participación de PDVSA en la gama de productos.

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



COMERCIO Y SUMINISTRO

Durante el año 2014, el precio del Dated Brent promedió 99,61 US\$/BI y el WTI 93,06 US\$/BI, mientras que la Cesta Venezuela de crudo y productos se ubicó en 88,42 US\$/BI; 9,66 US\$/BI por debajo del promedio del año 2013, cuando cerró en 98,08 US\$/BI. La demanda mundial de crudo en el año 2014 promedió 91,15 MMBD, aumentando 0,95 MMBD con respecto al promedio 2013.

Con respecto a la prima por riesgo geopolítico, el crudo Brent presentó durante gran parte del primer semestre del año una tendencia al alza soportada por la tensión política entre Rusia y EE.UU. por la situación de Ucrania, lo que se tradujo en una amenaza al suministro de gas ruso a Europa, y al desarrollo económico de la nación rusa, debido a las sanciones económicas aplicadas por las potencias occidentales, las cuales, junto a la abrupta caída del precio del crudo, ocasionaron el decrecimiento de la economía rusa.

Durante el mes de junio de 2014, el precio del Dated Brent alcanzó un máximo en nueve meses de 115,71 US\$/BI (19 de junio de 2014), debido a la crisis en Irak. Por otra parte, el mercado ha estado atento a la inestable producción de crudo libio, fuertemente afectada a lo largo de 2014 por las actividades de fuerzas opositoras sobre el campo El Sharara y los terminales de crudo más importantes del país: Ras Lanuf y Es Sider.

Sin embargo, los débiles fundamentos del mercado petrolero presentados en el segundo semestre del año sobrepasaron la preocupación sobre los conflictos geopolíticos en países productores, haciendo que el temor a posibles interrupciones en el suministro de crudo pasara a segundo plano. De esta forma el precio del referencial Dated Brent cayó aproximadamente 50% desde julio a diciembre de 2014.

La caída de los precios del crudo, a partir de julio de 2014 es atribuida principalmente a la sobreoferta, mayormente de crudo liviano, debido a que la producción de Norteamérica ha aumentado fundamentalmente por el método **Fracking**, aunque también se contabiliza el incremento en la producción de GNL, biocombustibles y crudo pesado de Canadá. Este incremento de la producción de crudo ha tenido como resultado la disminución de importación de crudo hacia los Estados Unidos en 2 MMBD aproximadamente, los cuales han tenido que buscar nuevos destinos.

Adicionalmente, el suministro de crudo iraquí no se ha visto afectado pese a la violencia al norte del país; por el contrario, las exportaciones de petróleo de Irak alcanzaron en diciembre su máximo nivel desde 1980 de 91.141 MMBIs (2,94 MMBD). Por su

parte la producción de petróleo de Rusia promedió 10,58 MMBD en 2014.

Exportaciones de Hidrocarburos

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

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

En 2014, las exportaciones de crudos y derivados de refinación alcanzaron un total de 2.357 MBD. Del total exportado, 1.897 MBD (80%) corresponden a crudo y 460 MBD (20%) a productos refinados. En la tabla siguiente se resumen las cifras de exportación de hidrocarburos totales de la Nación para el período 2010-2014:



TABLA • EXPORTACIONES DE HIDROCARBURO LÍQUIDO TOTAL NACIÓN (MBD)

EXPORTACIONES	2014	2013	2012	2011	2010
TOTAL DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS	2.357	2.425	2.568	2.469	2.415
EMPRESAS FILIALES	2.357	2.425	2.568	2.469	2.415
PDVSA Petróleo	1.947	2.017	2.213	2.038	2.010
PDVSA Gas	15	22	25	30	34
CVP	386	374	317	389	361
Bitor	-	-	-	-	-
Commerchamp	9	12	13	12	10
PETRÓLEO	1.897	1.935	2.060	1.917	1.911
EMPRESAS FILIALES	1.897	1.935	2.060	1.917	1.911
PDVSA Petróleo	1.548	1.596	1.780	1.560	1.581
Liviano	228	287	358	400	388
Mediano	85	110	202	138	151
Pesado y Extrapesado	1.235	1.199	1.220	1.022	1.043
CVP Mejorado y Pesado	349	339	280	357	329
PRODUCTOS	460	490	508	552	504
EMPRESAS FILIALES	460	490	508	552	504
PDVSA Petróleo	399	421	433	478	429
Gasolinas y naftas	44	36	30	46	49
Destilados	13	6	43	64	63
Combustible residual Fuel Oil	253	281	258	268	215
Asfalto	5	6	5	1	0
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	49	51	57	66	59
Otros	35	41	40	32	43
PDVSA Gas LGN y Gasolina Natural	15	22	25	30	34
CVP Coque y Azufre	37	35	37	32	31
Bitor Fuel Oil	-	-	-	-	-
Commerchamp	9	12	13	12	10
Combustible residual Fuel Oil	1	3	4	3	2
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	8	9	9	9	8

Exportación de la Nación (MBD)

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

- Exportación de crudo: Norteamérica: 761 MBD (40%); Asia: 694 MBD (37%); el Caribe: 312 MBD (16%), Europa: 109 MBD (6%); Suramérica 10 MBD (0,5%) y Centroamérica: 11 MBD (0,5 %).

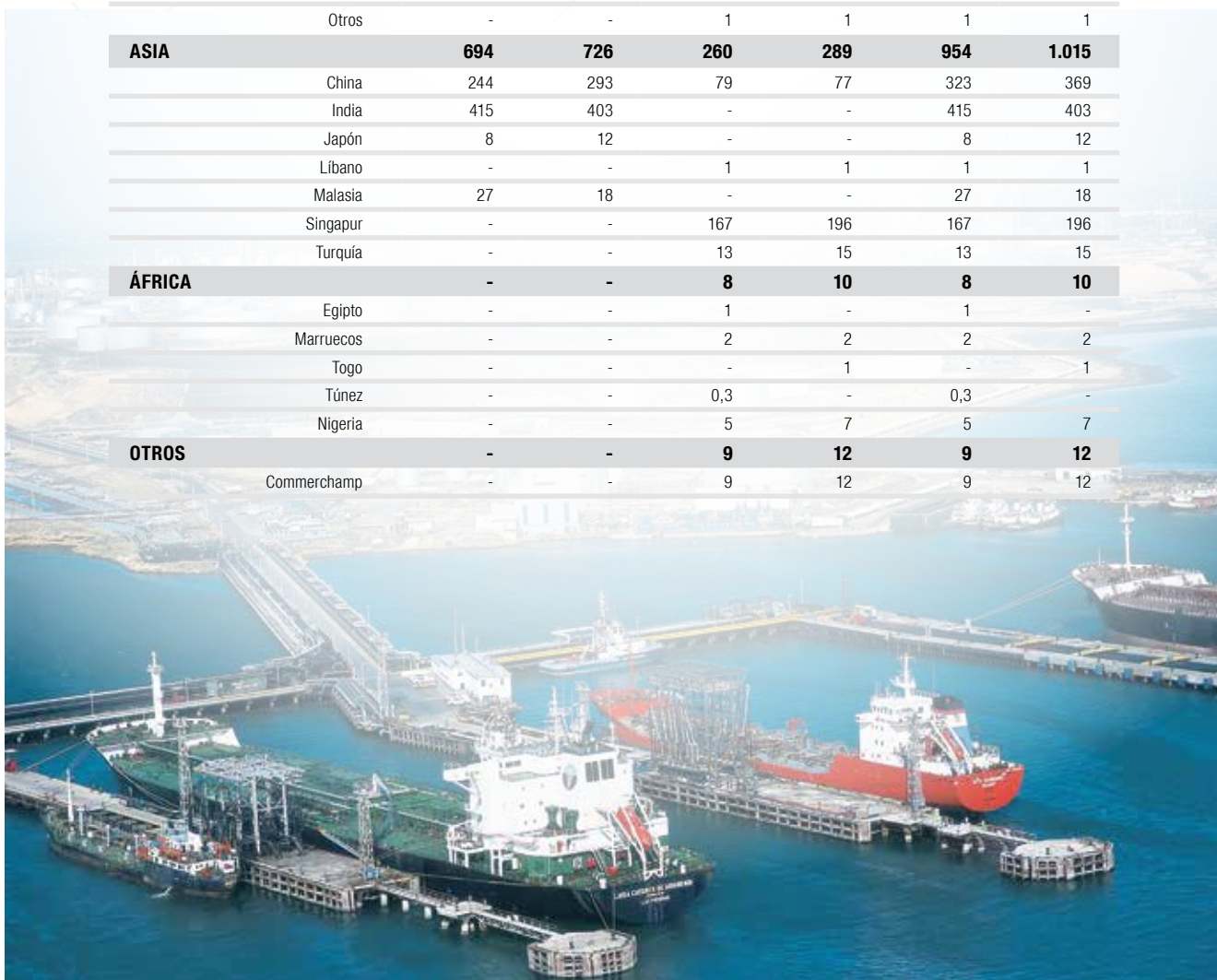
- Productos refinados y LGN, Asia: 260 MBD (57%); Norteamérica: 76 MBD (16%); Suramérica: 50 MBD (11%); el Caribe: 29 MBD (6%); Europa: 22 MBD (5%); África y otros destinos: 17 MBD (4%) y Centroamérica 6 MBD (1%).

Finalmente, los destinos para las exportaciones totales fueron: Asia: 954 MBD (40%); Norteamérica: 837 MBD (36%); Caribe: 341 MBD (14%); Europa: 131 MBD (6%); Suramérica: 60 MBD (2%); Centroamérica: 17 MBD (1%); África y otros destinos: 17 MBD (1%).

TABLA • EXPORTACIONES POR DESTINO MBD

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
TOTAL	1.897	1.935	460	490	2.357	2.425
NORTEAMÉRICA	761	773	76	72	837	845
EEUU Continental	761	768	75	70	836	838
EEUU Saint Croix	-	-	-	2	-	-
Canadá	-	5	-	-	-	5
México	-	-	1	-	1	-
CARIBE INSULAR	312	316	29	33	341	349
Curazao	185	168	3	5	188	173
CARIBE INSULAR 2	127	148	26	28	153	176
Aruba	5	13	0,4	-	5	13
Bahamas	-	-	0,4	-	0,4	-
Bonaire	-	-	0,4	-	0,4	-
Cuba	90	99	5	6	95	105
Antigua	-	-	1	1	1	1
Dominica	-	-	-	-	-	-
Haití	-	-	0,3	1	0,3	1
Jamaica	17	20	2	3	19	23
Martinica	-	-	-	0,01	-	0,01
Puerto Rico	-	-	7	4	7	4
República Dominicana	15	16	8	13	23	29
Granada y Guadalupe	-	-	-	0,06	-	0,06
San Cristóbal y Nieves	-	-	-	-	-	-
Santa Lucía	-	-	1	-	1	-
Trinidad	-	-	-	-	-	-
CENTROAMÉRICA	11	14	6	6	17	20
Costa Rica	-	-	-	0,3	-	0,3
El Salvador	-	-	1	1	1	1
Guatemala	-	-	-	0,1	-	0,1
Honduras	-	-	-	-	-	-
Nicaragua	11	14	4	3	15	17
Panamá	-	-	1	2	1	2

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
SURAMÉRICA	10	19	50	48	60	67
Argentina	-	-	0,5	-	1	-
Brasil	-	2	44	45	44	47
Chile	-	-	0,4	1	0,4	1
Colombia	-	-	1	-	1	-
Ecuador	-	-	4	2	4	2
Perú	-	-	-	-	-	-
Uruguay	10	17	0,4	-	10	17
EUROPA	109	87	22	20	131	107
Alemania	-	7	1	3	1	10
Bélgica	11	8	-	-	11	8
Dinamarca	-	-	0,3	-	0,3	-
España	54	43	1	-	55	43
Francia	-	-	2	1	2	1
Grecia	-	-	4	5	4	5
Holanda	11	1	11	4	22	5
Italia	-	-	1	4	1	4
Portugal	-	-	-	-	-	-
Reino Unido	9	9	1	2	10	11
Rumania	-	-	-	-	-	-
Suecia	24	19	-	-	24	19
Otros	-	-	1	1	1	1
ASIA	694	726	260	289	954	1.015
China	244	293	79	77	323	369
India	415	403	-	-	415	403
Japón	8	12	-	-	8	12
Libano	-	-	1	1	1	1
Malasia	27	18	-	-	27	18
Singapur	-	-	167	196	167	196
Turquía	-	-	13	15	13	15
ÁFRICA	-	-	8	10	8	10
Egipto	-	-	1	-	1	-
Marruecos	-	-	2	2	2	2
Togo	-	-	-	1	-	1
Túnez	-	-	0,3	-	0,3	-
Nigeria	-	-	5	7	5	7
OTROS	-	-	9	12	9	12
Commerchamp	-	-	9	12	9	12



Otras gestiones de Mercado Internacional

Con respecto a la comercialización internacional de productos al detal, para cumplir con la visión geopolítica de unión latinoamericana, Commercit, filial de PDVSA, colocó 5,6 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 132,6 MBIs) en el año 2014, conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, S.A.; PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes, Ltda. (99% Commercit – 1% Tradecal) y PDV Guatemala Ltd. Esto representa un incremento de 0,77 millones de galones con relación al año 2013.

Ventas totales de hidrocarburos para Asia y China (Fondo Chino)

En general, el comportamiento de las ventas de hidrocarburos de PDVSA al continente asiático, en el período 2007-2014, muestra el aumento de las colocaciones de crudo y productos en esa región, en concordancia con el lineamiento de diversificación de nuestros mercados.

En la tabla siguiente, se muestra el volumen entregado por contrato, durante el período 2007-2014:



TABLA • VOLUMEN DE SUMINISTRO FONDO CHINO

CONTRATOS (MBD)	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	TOTAL PROMEDIO DE VENTAS
Fondo Tramo A	-	-	-	-	75	91	86	89	85
Fondo Tramo B	-	-	-	-	107	124	-	-	116
Gran Volumen y Largo Plazo	225	290	252	220	205	-	-	-	238
Renovación Tramo A y B	181	190	199	195	-	-	-	-	191
Fondo Tramo C	71	5	-	-	-	-	-	-	38
TOTAL	477	485	451	415	387	215	86	89	326



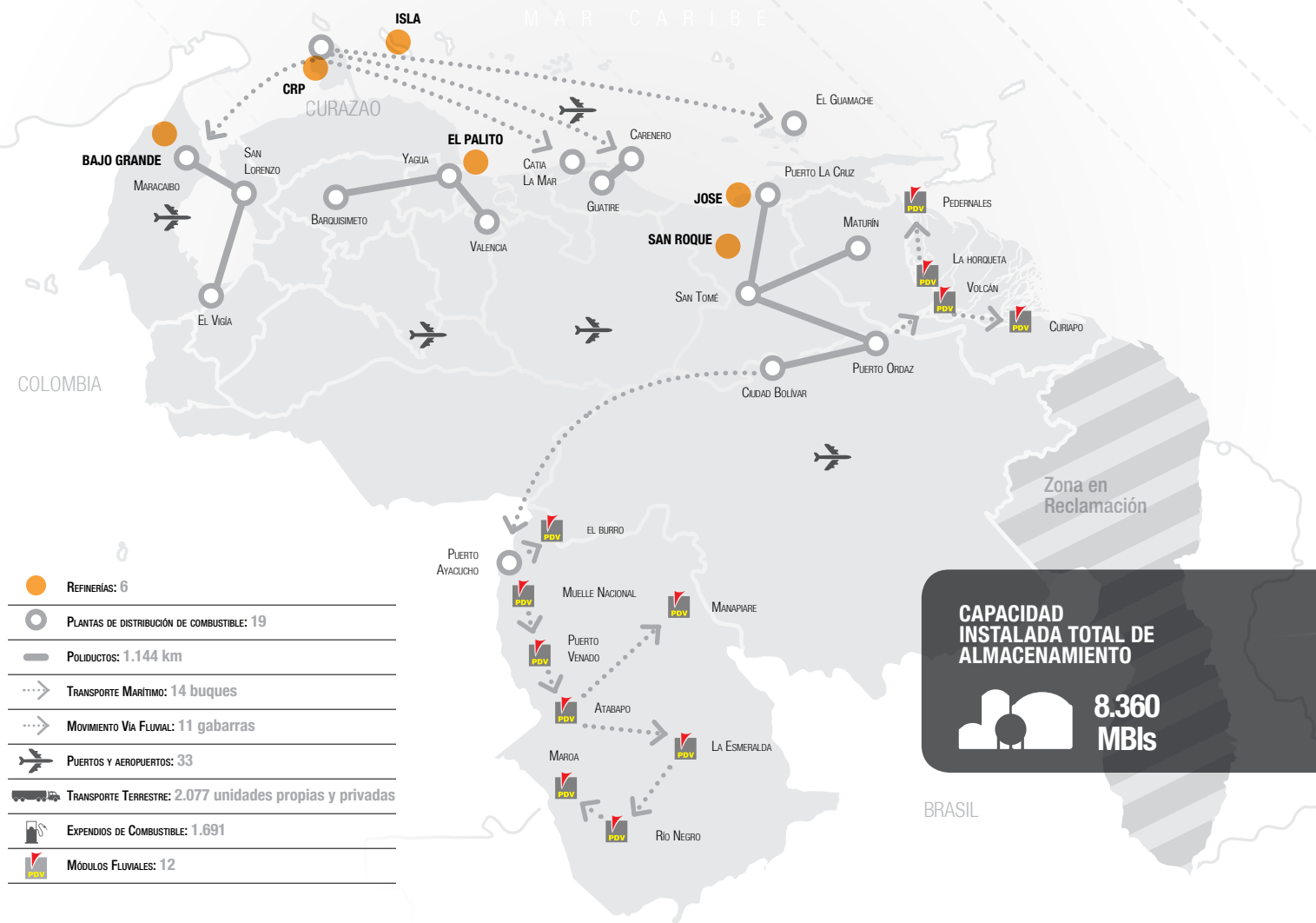
MERCADO NACIONAL

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

Para la comercialización en el mercado nacional, la capacidad de almacenamiento instalada es de 8.360 MBIs. Además, se posee una capacidad para transportar 379 MBD vía poliductos (sistemas de interconexión de 1.144 km) y 307 MBD vía terminales (excluyendo el volumen transportado de Gas Licuado de Petróleo

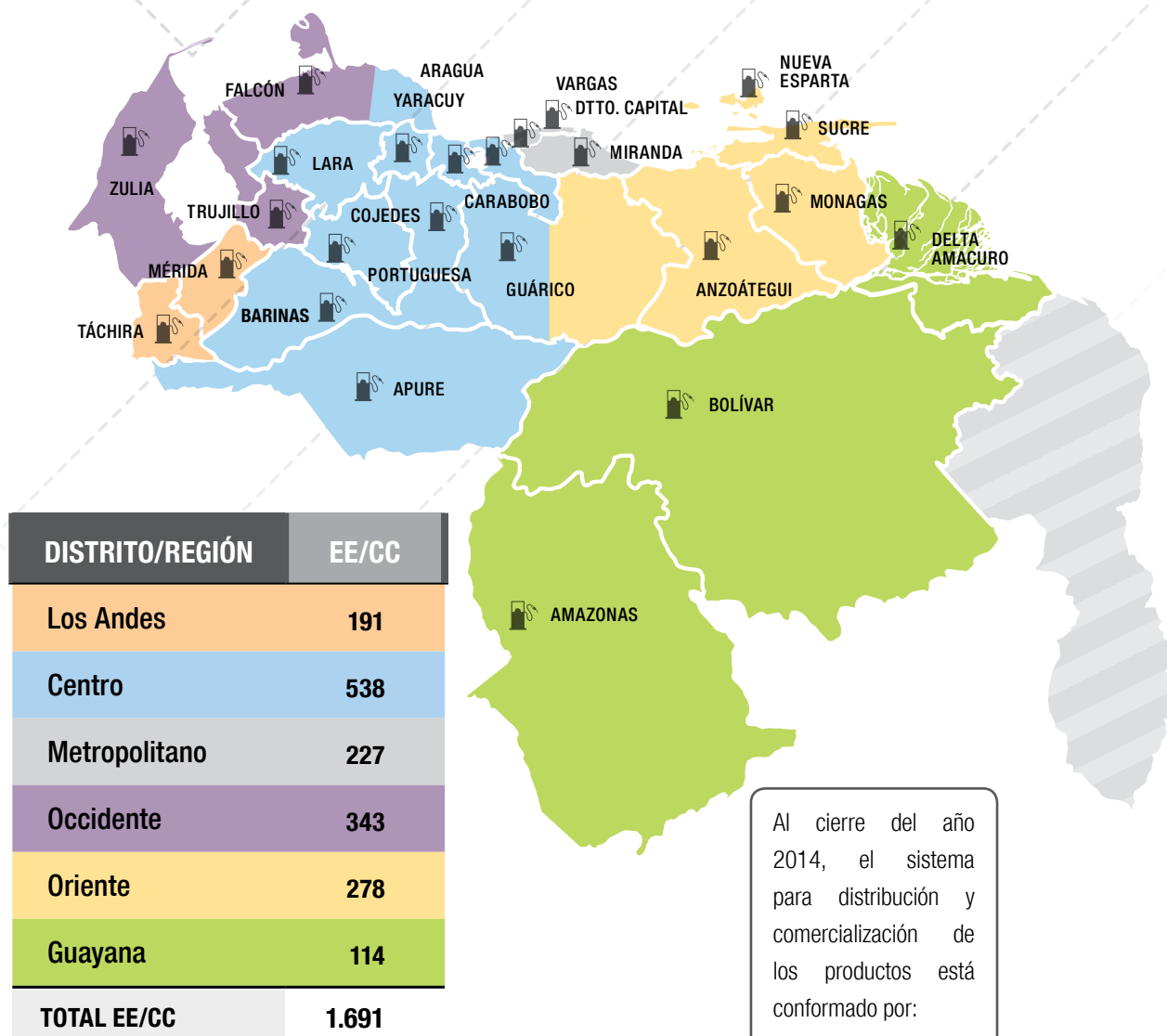
e importación de insumos para procesos). También cuenta con una planta envasadora de lubricantes terminados para los sectores automotor, industrial y eléctrico con una capacidad de producción de 3,35 MBD.

SISTEMA DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN





INFRAESTRUCTURA DE EXPENDIO DE COMBUSTIBLES 2014



Al cierre del año 2014, el sistema para distribución y comercialización de los productos está conformado por:

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

TABLA • PLANTAS DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN

N°	AEROPUERTOS	CAPACIDAD EFECTIVA (Mits)	
		JET	AV-GAS
METROPOLITANO			
1	Caracas - Charallave	261	174
2	Helipuerto El Ávila	46	N/D
3	Maiquetía	3.489	7
4	Higuerote	38	38
TOTAL METROPOLITANO		3.834	219
ORIENTE			
5	Porlamar	702	179
6	Barcelona	276	92
7	Maturín	250	46
8	Cumaná	141	92
9	Valle La Pascua	46	46
10	Güiria	61	ND
TOTAL ORIENTE		1.476	455
GUAYANA			
11	Ciudad Bolívar	230	65
12	Puerto Ordaz	95	162
13	Puerto Ayacucho	231	95
14	Caicara del Orinoco	92	46
15	Santa Elena de Uairén	153	130
TOTAL GUAYANA		571	433
CENTRO			
16	Maracay	89	54
17	Valencia	1.522	42
18	Barquisimeto	260	68
19	Acarigua	99	148
20	Barinas	98	97
21	San Fernando	94	79
22	Puerto Cabello	89	ND
TOTAL CENTRO		2.251	488
OCCIDENTE			
23	Maracaibo	480	93
24	Las Piedras	70	23
TOTAL OCCIDENTE		550	116
LOS ANDES			
25	El Vigía	191	72
26	San Antonio	196	ND
TOTAL LOS ANDES		387	72
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		9.069	1.783

• 26 plantas de suministro ubicadas en 25 aeropuertos y un helipuerto.

TABLA • PUERTOS PESQUEROS

N°	PUERTOS PESQUEROS (DIESEL)		
	PUERTOS	ALMACENAJE (Bls)	DESPACHO (Bls)
1	Cumaná	20.304	228.957
2	Pescalba	5.032	-
3	Güiria	14.077	118.929
4	Punta Meta	9.611	55.997
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		49.024	403.883

TABLA • PLANTAS DE SUMINISTRO

N°	PLANTAS DE SUMINISTRO	
	PRODUCTO	DESPACHO (Bls)
1	JET A1	146.486
2	AV-GAS	23.620
TOTAL		170.106

TABLA • MUELLES NACIONALIZADOS

N°	MUELLES NACIONALIZADOS (DIESEL)	
	MUELLE	DESPACHO (Bls)
1	SIMÓN BOLÍVAR	57.124
2	LA SALINA	518.451
3	LAS PIEDRAS	7.055
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		582.629



Ventas de Hidrocarburos en el Mercado Interno

En la siguiente tabla, se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural de PDVSA en el mercado interno, en el periodo 2009-2014:

TABLA • VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO 2014-2009

	2014	2013	2012	2011	2010	2009
LÍQUIDOS (MBD)	663	703	681	646	674	599
Gas Natural Licuado	90	91	89	77	82	81
Productos Refinados	573	612	592	569	592	518
Gasolinas para automóviles	283	299	301	293	315	290
Gasóleos y destilados	239	249	216	182	183	152
Residual	28	37	46	52	57	54
Asfaltos	8	9	10	8	7	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	7	7	6	6	6	6
Aceites, lubricantes y grasas	4	4	5	5	4	3
Naftas	0,4	-	4	17	8	1
Azufres y otros químicos	1	2	1	1	1	1
Otros ¹	3	5	3	5	11	3
GAS NATURAL (MBpe)	231	247	265	253	304	313
TOTAL LÍQUIDO Y GAS NATURAL (MBpe)	895	950	946	899	978	912
Gas Natural (MMPCD)	1.388	1.432	1.537	1.465	1.765	1.816
Gas Natural (\$/MMPCD)	3	0,68	0,82	0,88	0,65	1,13
Líquidos (\$/BI)	7	4,15	4,78	7,23	3,67	7,21

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

Nota: La data no incluye Commerchamp.

Plan de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles

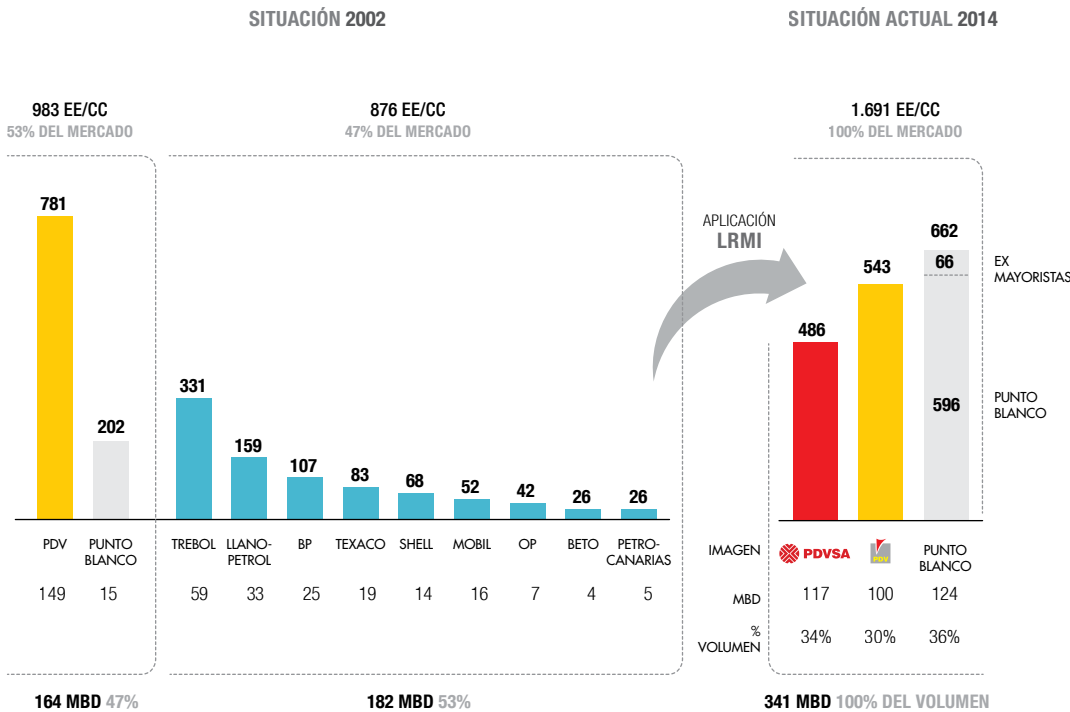
La entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, a partir de septiembre del año 2008, le permitió al Estado reservarse la actividad de intermediación. Se asumió, a través de PDVSA, el

abanderamiento de todos los expendios de combustibles a nivel nacional y el control del transporte de los combustibles líquidos para el mercado interno, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

REGIÓN	BLANCAS	EXMAYORISTAS BLANCAS	PDV	PDVSA	TOTAL
ANDES	80	2	91	18	191
CENTRO	194	21	142	181	538
GUAYANA	22	2	54	36	114
METROPOLITANA	83	14	57	73	227
OCCIDENTE	96	19	108	120	343
ORIENTE	121	8	91	58	278
TOTAL	596	66	543	486	1.691

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

TABLA • REORDENAMIENTO DEL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES A 2014 / EVOLUCIÓN CAMBIO DE IMAGEN



Durante el año 2014, se realizó proceso de retiro de emblemas en Estaciones de Servicio Ex-Mayoristas a nivel nacional, seleccionadas por el Ministerio y enmarcadas en el Plan de Reordenamiento del Mercado Interno.



PROYECTOS DEL PLAN SIEMBRA PETROLERA

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

PROYECTO	ALCANCE DEL PROYECTO	SITUACIÓN 2014
POLIDUCTO PARA EL SUMINISTRO FALCÓN - ZULIA (SUFAZ)	<p>Construcción de Poliducto de 217 km de longitud y 24 pulgadas de diámetro entre CRP-Cardón y Ulé, incluye la interconexión con el poliducto Sumandes. Este proyecto también contempla:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Una estación de bombeo con tres bombas de 3.500 Hp. • Una sub-estación eléctrica. • Construcción de 20 estaciones de seccionamiento. • 185 km de red de fibra óptica (entre Ulé-Río Seco). • Telecomunicaciones vía Microondas. 	<p>AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 80, 34% DEL PROYECTO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tramo A Ulé – Mene Mauroa (53 km): avance de obra en 97%. • Tramo B Mene Mauroa – Buena Vista (73 km): avance de obra en 76% • Tramo C Buena Vista – Río Seco (59 km): avance de obra en 79%. • Tramo D Río Seco – Tiguardare (25 km): avance de obra: 93%. • Tramo E Tiguardare – CRP (7 km): avance de obra en 43%. • Red de Fibra Óptica: avance de obra en 9 %. • Procura: (100%) Se completó fabricación de tubería 12,26 km de 24 pulgadas. Liberados 12,26 km y despachados 8,42 km. • En proceso compra de bomba horizontal para Estación de Bombeo CRP.
REEMPLAZO DEL POLIDUCTO SUMINISTRO A LOS ANDES (SUMANDES) / EXTENSIÓN SUFAZ	<p>Fase I: Extensión SUFAZ: Línea de 20 pulgadas de diámetro x 58 km de longitud Tramos (Ulé-M6) y (Ulé- Bajo Grande). Fase II: Línea de 16 pulgadas de diámetro x 218 km de longitud Tramo (M6 - San Lorenzo - El Vigía), este tramo fue desfasado. Telecomunicaciones vía microonda y fibra óptica. 24 estaciones de válvulas de seccionamiento.</p>	<p>AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 22,28% DEL PROYECTO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comercio y Suministro indicó ejecutar la fase I (Tramo Ulé- Bajo Grande) y posteriormente informará sobre el resto de las fases lo cual afecta el plan de ejecución del proyecto y el costo asociado. • Recibido parte del acero para la fabricación de la tubería de 16 pulgadas , para construir parte de los tramos M-6 - San Lorenzo y San Lorenzo - El Vigía. • Actualización de Memoria Descriptiva por cambio en estrategia de ejecución en dos fases. • Culminado y revisado documento de Estudio de Impacto Ambiental y Sociocultural (EIASC).
MODERNIZACIÓN PLANTA DE DISTRIBUCIÓN CATIA LA MAR	<p>Adecuación de P/D Catia la Mar, según las normas de diseño y últimas prácticas constructivas, la cual incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Intervención de diez tanques (cap. aprox. 110 MB). • Revisión de techo flotante y sustitución de techo cónico por domo geodésico en caso de aplicar. • Construcción de seis tanques metálicos (cap. aprox. total 430 MB). • Servicios industriales (sistema eléctrico, distribución, protección catódica, generación propia, aire, entre otros). 	<p>AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 5 % DEL PROYECTO</p> <p>Completada las fases de visualización y conceptualización. En ejecución fase de ingeniería básica.</p>



PROYECTO	ALCANCE DEL PROYECTO	SITUACIÓN 2014
FUELDUCTO P/D BAJO GRANDE - PLANTA TERMOELÉCTRICA RAMÓN LAGUNA	Construcción de fuelducto de 32 km aproximadamente, tubería de 12 pulgadas, desde Puerto Miranda hasta planta termoelectrónica Ramón Laguna a través del Lago de Maracaibo. Sistema de bombeo y una estación de recepción. Adicionalmente, se evaluará posibilidad de instalar re-bombeo.	AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 9,46 % DEL PROYECTO <ul style="list-style-type: none"> En elaboración estudio de opciones para suministro de fuel oil hasta Planta de Generación Eléctrica Ramón Laguna. Culminada las fases visualización y conceptualización.
PROYECTO NUEVA PLANTA OESTE CARACAS	Construcción de una Planta de Distribución y Almacenamiento de Combustibles para la zona Oeste de Caracas, con una capacidad de 135 MBIs y un Poliducto de 10 pulgadas de diámetro y 5,8 km de longitud mediante el cual se abastecerá desde la nueva Planta de Distribución Catia La Mar.	AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 11 % DEL PROYECTO. <ul style="list-style-type: none"> El proyecto será desfasado, solo se dejó presupuesto en gastos en el 2014 para culminar la Fase y definir lo cual ya fue ejecutado. Completados estudio de suelo y estudio de impacto ambiental (EIAS), asociado a nueva ruta del poliducto. Entregado Dossier con Fase Definición. Recibidas comunicación (email) del Ministerio Popular para la Vivienda y Hábitat, donde indican que la ubicación de la P/D Oeste de Caracas, afectaría el único acceso a Ciudad Caribia.
SISTEMA INTEGRAL DE REMEDIACIÓN CATIA LA MAR	Diseño, construcción y operación del Sistema Integral de Remediación y Prospección Geoquímica en la modalidad In Situ Multifásico, el cual contemplará: Extracción libre de producto, vapores y biotratamiento en el área ocupada por la Planta de Almacenamiento y Distribución Catia La Mar (anteriores Planta I y II) y el núcleo Urimare (Antigua Planta III).	AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 7,08 % DEL PROYECTO <ul style="list-style-type: none"> Completada fase de visualización y conceptualización. En revisión del DSD 3.
GASOLINA CON ETANOL P/D BARQUISIMETO	Adecuación Planta de Distribución Barquisimeto: <ul style="list-style-type: none"> Skid de Recepción del Etanol Anhidro y Skid para mezcla en línea en los llenaderos de cisternas. Tanques de Almacenamiento: 2 x 20 MBIs (prom.) Bombas para Etanol Anhidro Adecuación de la Sala de Control 	AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 10,90 % DEL PROYECTO <ul style="list-style-type: none"> Ejecutado el HAZOP con esfuerzo propio; en ejecución el EIA y SC con esfuerzo propio PDVSA IyC. Desfase en el proceso de procura, ocasionando incumplimiento de hitos de pagos de procura. Recibidas fianzas de anticipo, y valuación correspondiente. Cancelación de la Orden de Compra de los ELTE FERRUM, por instrucciones del custodio, se procede al cierre administrativo. En proceso del cierre administrativo y financiero de la orden de servicio con la empresa Incostas por la ejecución de la ingeniería básica.
AMPLIACIÓN E INDEPENDENCIA OPERACIONAL PLANTA SCAM	Construcción para la adecuación, modernización e independencia operativa de la Planta de Suministro en Aeropuerto Internacional Simón Bolívar. <ul style="list-style-type: none"> Fase I: Construcción de cuatro tanques metálicos (cap. aprox. 15MBc/u). Fase II: Construcción de tres tanques de uso recibo (cap. aprox. 50MB c/u), adicionalmente incluye: nueva tubería de transporte de Jet A1 (turbo ducto) e infraestructura de recibo de combustible vía buques tanqueros. 	AVANCE FÍSICO ACUMULADO: 5 % DEL PROYECTO <ul style="list-style-type: none"> Aprobación del plan de ejecución del proyecto por parte del COPREFINACS y por el Comité de Planificación y Control de PDVSA. Completada ingeniería conceptual del proyecto. En elaboración del DSD2. En proceso de contratación de las consultoras para la ejecución y el soporte a la gerencia (PMS) de la ingeniería básica del proyecto. En elaboración de nuevo acuerdo de servicio por ajuste en alcance y fecha de caducidad. PDVSA IyC. Obtener plan de financiamiento para la fase IPCA.

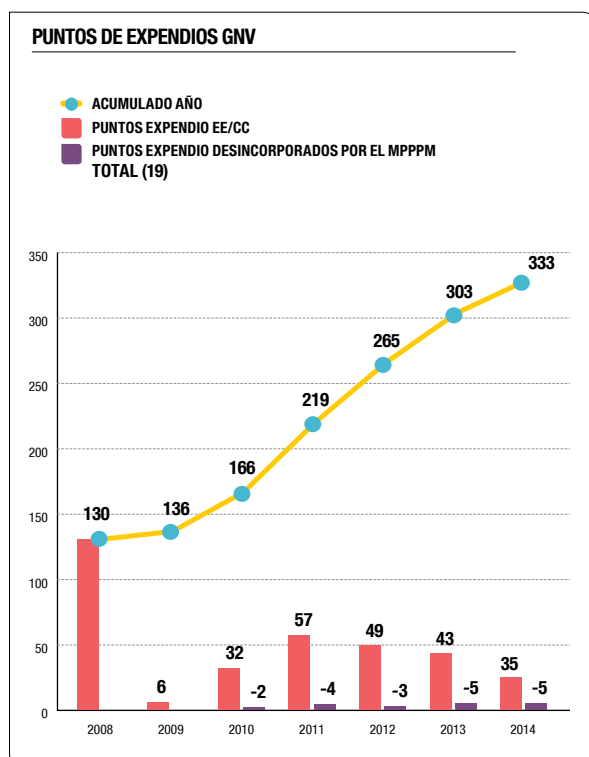
Proyecto Autogas

Construcción de Puntos de Expendio

Para el suministro al detal del gas vehicular, se culminó durante el año 2014 la construcción de 35 puntos de expendio. Actualmente, se dispone de 333 puntos de expendio en estaciones de servicio en el ámbito nacional. Con respecto al año 2013, los puntos de expendio disponibles aumentaron 9,90%.



En el siguiente gráfico se puede observar la cantidad de puntos de expendio construidos anualmente desde el inicio del proyecto hasta la fecha.

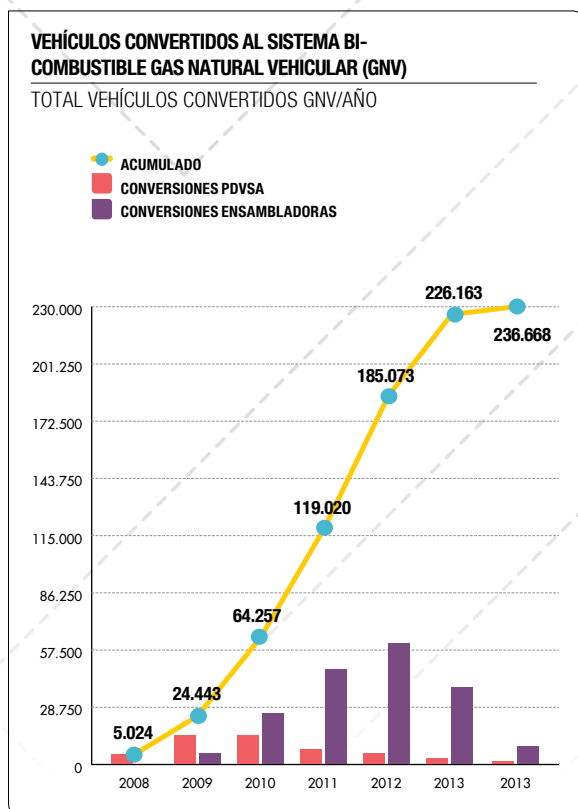


Conversión de vehículos al sistema bi-combustible

Para realizar la conversión de los vehículos al sistema bi-combustible, se dispone de 45 centros de conversión operativos (30 fijos y 15 móviles).

En el año 2014, se realizó la conversión de 10.505 vehículos al sistema bi-combustible, de los cuales 9.340 vehículos fueron producidos por las empresas ensambladoras y comercializadoras, mientras que 1.165 fueron convertidos en los centros mencionados. Actualmente, tales centros acumulan 50.255 vehículos convertidos y las ensambladoras 186.413 con sistema bi-combustible, para un total de 236.668 vehículos. Cabe mencionar que las principales limitaciones para la conversión de vehículos al sistema bi-combustible han sido la resistencia en la entrega de vehículos para ser convertidos por parte de los entes tanto gubernamentales como particulares, y la disminución en la producción total de vehículos por parte del sector privado (ensambladoras y comercializadoras).

El gráfico que se presenta a continuación muestra el número de vehículos convertidos al sistema bi-combustible por año desde el año 2006, así como la cifra acumulada hasta el año 2014.



Consumo de GNV

En los estados donde el proyecto se lleva a cabo, el consumo del GNV se ha venido incrementando, debido al número de unidades de transporte público con motor dedicado a GNV, incorporadas al parque automotor venezolano.

Consumo de GNV en el ámbito nacional

El consumo de Gas Natural Vehicular (GNV) durante el año 2014, fue de 38.615.280 m³, lo cual representa un aumento de 34,48% con respecto al año 2013, cuando el consumo alcanzó 28.714.981 m³. En general, la cantidad de GNV consumido en el año 2014 liberó un volumen equivalente de 1,01 MBD de gasolina, lo cual representa 7% de la capacidad instalada. Uno de los principales elementos que desfavorece el consumo de GNV es el bajo diferencial de precio entre este y la gasolina, debido al subsidio aplicado al precio de venta con el cual se comercializa la gasolina dentro del mercado interno.

Proyectos especiales

En el año 2014, se continuó con el desarrollo de proyectos especiales, según se indica a continuación:

Sistema de Transporte Modular

Para cubrir zonas del país donde no hay acceso al gas natural vía gasoducto, se ha iniciado un programa piloto que consiste en implantar un sistema de transporte modular de GNV. En el año 2014, se culminaron dos estaciones Nodrizas Hijas. Actualmente, se dispone de una estación Nodriza Madre y cuatro estaciones Nodrizas Hijas.

Puntos de Expendio con Alto Flujo y Mediano Flujo

La construcción de puntos de expendio de GNV de alto y mediano flujo permitirá reducir el tiempo de carga de unidades de transporte dedicadas. En el año 2014, se culminaron dos puntos de expendio de alto flujo y tres puntos de expendio de mediano flujo. Actualmente se disponen de seis puntos de expendio de alto flujo y cuatro puntos de expendio de mediano flujo.

Puntos de Expendio con Compresores Elevados

En aquellas estaciones de servicio donde el espacio es limitado, se desarrolla la construcción de puntos de expendio con estructuras elevadas para la instalación de compresores aéreos, permitiendo ubicar el compresor a nivel del techo de isla o tienda de conveniencia. En el año 2014, se logró culminar la construcción de un punto de expendio con compresor elevado.



TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS



Suministro y Logística

En 2014, 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 83 embarcaciones que conforman la flota propia y controlada, 28 de las cuales corresponden a buques propios (26 PDV Marina y dos Transalba), 29 buques de empresas mixtas y aliadas y 26 buques contratados a terceros. Estos 83 buques movilizaron un total de 684 MMBls de hidrocarburos durante este año.

El volumen movilizado de productos negros (crudos y residuales) en 2014 fue de 481 MMBls a través de 40 buques, de los cuales 236 MMBls fueron movilizados por PDV Marina, y el restante por flota controlada por terceros; mientras que 377 MMBls (78%)

fueron movimientos de Almacenamiento en el Exterior (Almaex) y exportación. Asimismo, 104 MMBls (22%) fueron movimientos de cabotaje.

El volumen de productos blancos movilizado en 2014 fue de 180 MMBls a través de 28 buques, 9,3 MMBls por PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros. Por otra parte, 150 MMBls (83%) fueron movimientos de cabotaje y 30 MMBls (17%) movimientos de Almaex y exportación.

El volumen de productos de especialidades y GLP movilizado en el año 2014 fue de 22,8 MMBls a través de siete buques, 0,8 MMBls por PDV Marina y el restante por flota asignada a terceros. Este volumen fue realizado por movimientos de cabotaje, utilizando flota propia y controlada a través de seis buques de GLP, un asfaltero y dos para carga general.

PDV Marina

Las actividades operacionales, comerciales y técnicas de la filial PDV Marina fueron desarrolladas, de manera ininterrumpida y confiable, garantizando el suministro de hidrocarburos en los mercados nacional e internacional. Estas operaciones fueron efectuadas con un total de 26 buques tanques (Yare, Terepaima, Paramaconi, Tamanaco, Negra Matea, Negra Hipólita, Manuela Sáenz, Luisa Cáceres, Guanoco, Inciarte, Eos, Ícaro, Hero, Nereo, Párnaso, Proteo, Teseo, Zeus, Río Orinoco, Río Arauca, Río Apure, Río Caroní, VLCC Ayacucho, Boyacá, Junín y Carabobo).

Durante 2014 se reforzaron las alianzas estratégicas a través de la filial CV-Shipping para la construcción, ampliación y sustitución de la flota de BT VLCC. En el mes de febrero, fue recibido por PDVSA el B/T VLCC Carabobo y en diciembre el B/T VLCC Junín de 320.000 DWT.

TABLA • VOLÚMENES TRANSPORTADOS EN 2014
EXPRESADO EN BARRILES

FLOTA	PRODUCTOS LIMPIOS	LPG	ASFALTOS Y OTROS	CRUDOS	TOTAL
PROPIA	11.592.637	-	1.065.083	47.427.035	60.084.755
LAKEMAX	-	-	-	83.849.770	83.849.770
SUEZMAX	-	-	-	71.734.032	71.734.032
VLCC	-	-	-	23.374.176	23.374.176
FLUVIAL	534.634	-	-	-	534.634
TOTAL BARRILES	12.127.271	-	1.065.083	226.385.013	239.577.367

Con relación a la flota de remolcadores, se adquirieron 20 nuevas unidades para fortalecer la flota nacional y reemplazar los remolcadores fletados a terceros.

PDV Marina recibió la recertificación de protección Buques 2013-2019 (PBIP), para la totalidad de las embarcaciones operativas que conforman la flota propia de la filial.

TABLA • FLOTA DE REMOLCADORES 2014

NÚMERO DE REMOLCADORES	NOMBRE DE LA EMBARCACIÓN	FECHA DE LLEGADA	LUGAR DE ARRIBO
1	Arañero	may-14	Puerto la Cruz
2	Bachaco	may-14	Puerto la Cruz
3	Tribilín	may-14	Puerto la Cruz
4	Jazmín	may-14	Puerto la Cruz
5	Huguito	may-14	Puerto la Cruz
6	Loto	may-14	Puerto la Cruz
7	Amapola	jun-14	Puerto la Cruz
8	Virgen del Valle	jun-14	Puerto la Cruz
9	Violeta	jul-14	Puerto la Cruz
10	Margarita	ago-14	Puerto la Cruz
11	Manaure	jul-14	Cardón
12	Mara	jul-14	Cardón
13	Guaicamacuto	jul-14	Cardón
14	Naiguata	ago-14	Cardón
15	Yoraco	ago-14	Cardón
16	Cayaurima	ago-14	Cardón
17	Cumanagoto	nov-14	Puerto la Cruz
18	Látigo	nov-14	Puerto la Cruz
19	Maturín	nov-14	Puerto la Cruz
20	Sabaneta	nov-14	Puerto la Cruz

Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)

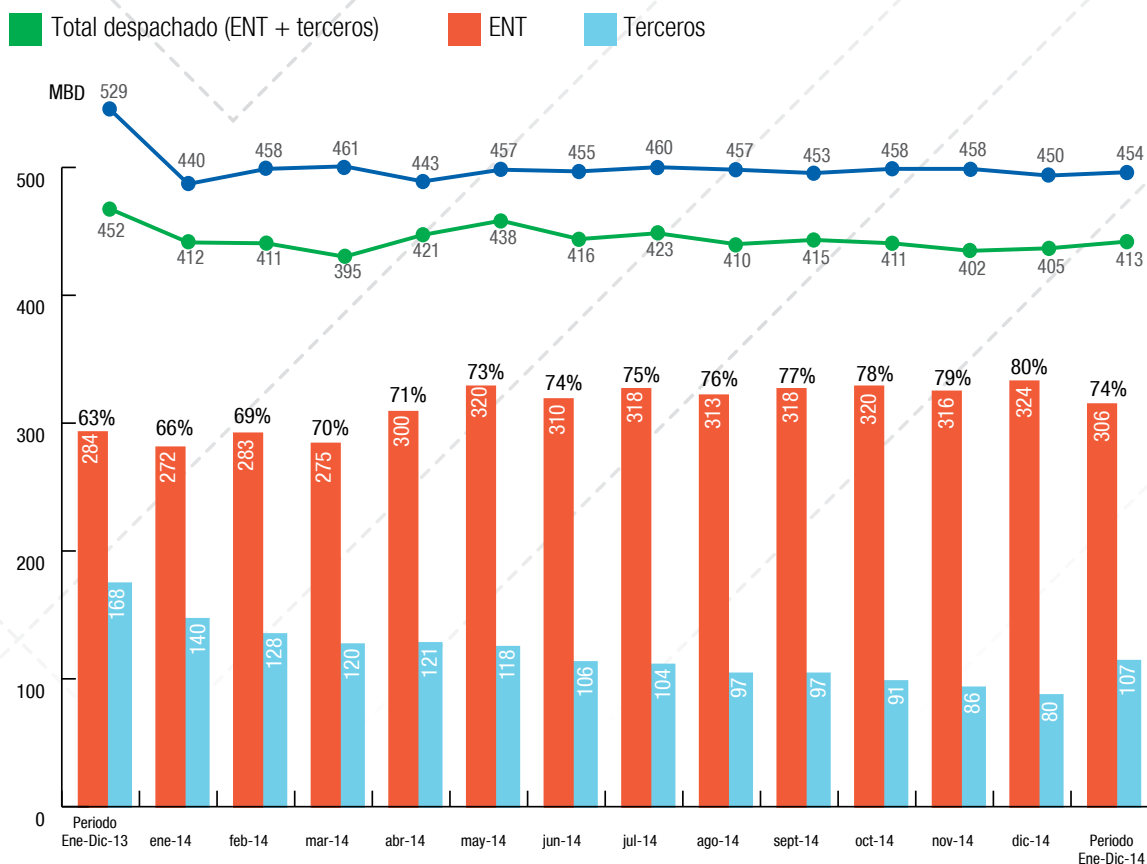
Con el objetivo de garantizar la distribución de los derivados del petróleo en todo el país, la Asamblea Nacional aprobó el 19 de agosto de 2008, la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos. En cumplimiento de la Ley, Petróleos de Venezuela abanderó todas las estaciones de servicio del país y ahora controla 60% del transporte del combustible. Para tal fin, PDVSA crea la Filial PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT), encargada de la actividad de transporte de combustibles líquidos en el mercado interno.

Durante el año 2014, la ENT transportó en promedio 413 MBD, de los cuales 306 MBD corresponden al transporte con flota propia, representando 74% del total de combustibles líquidos movilizados por día. El resto de los combustibles líquidos (26%), fue transportado al mercado nacional con flota privada, cuya participación fue de 107 MBD.

En el siguiente gráfico se muestra el volumen del combustible movilizado por flota terrestre durante el 2014 mes a mes (MBD) y el promedio de 2013.

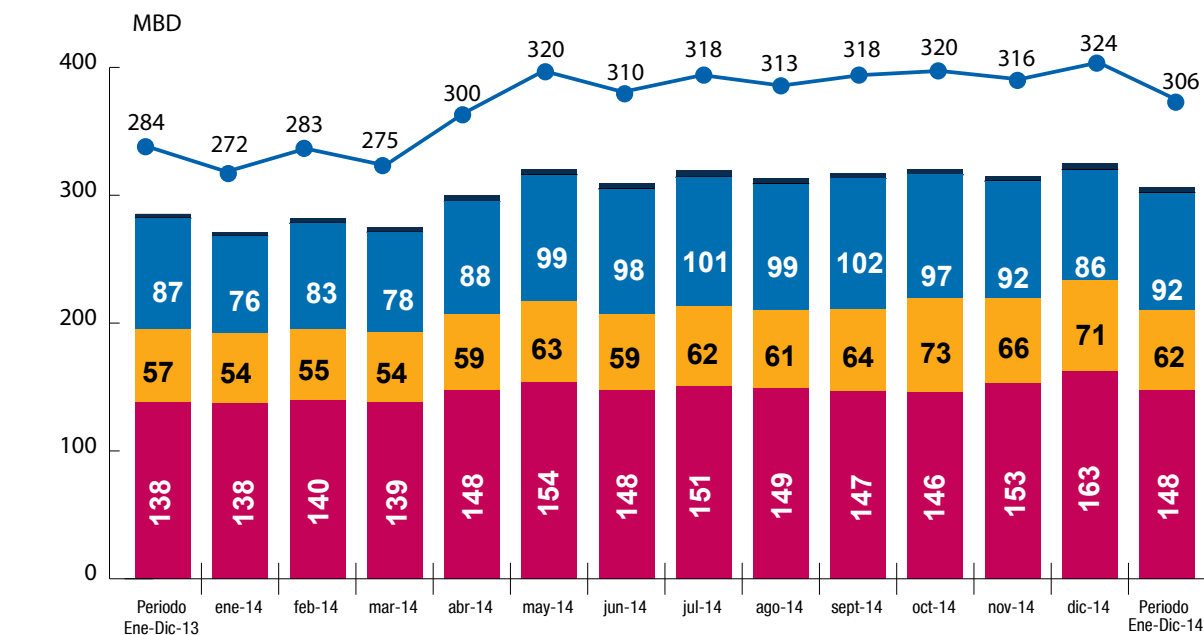


TABLA • VOLUMEN TRANSPORTADO POR FLOTA TERRESTRE 2014



En el siguiente gráfico se muestra el volumen por tipo combustible transportado durante el 2014 Mes a Mes (MBD).

TABLA • VOLUMEN POR TIPO DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO DURANTE EL 2014.



	Prom E-D 2013	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sept-14	oct-14	nov-14	dic-14	Prom E-D 2014
JET A-1	3	3	4	4	5	4	4	5	4	4	4	4	5	4
KEROS	0.05	0.00	0.10	0.09	0.19	0.09	0.09	0.14	0.11	0.09	0.08	0.09	0.17	0.11
DIESEL	87	76	83	78	88	99	98	101	99	102	97	92	86	92
G-91	57	54	55	54	59	63	59	62	61	64	73	66	71	62
G-95	138	138	140	139	148	154	148	151	149	147	146	153	163	148
TOTAL	284	272	283	275	300	320	310	318	313	318	320	316	324	306

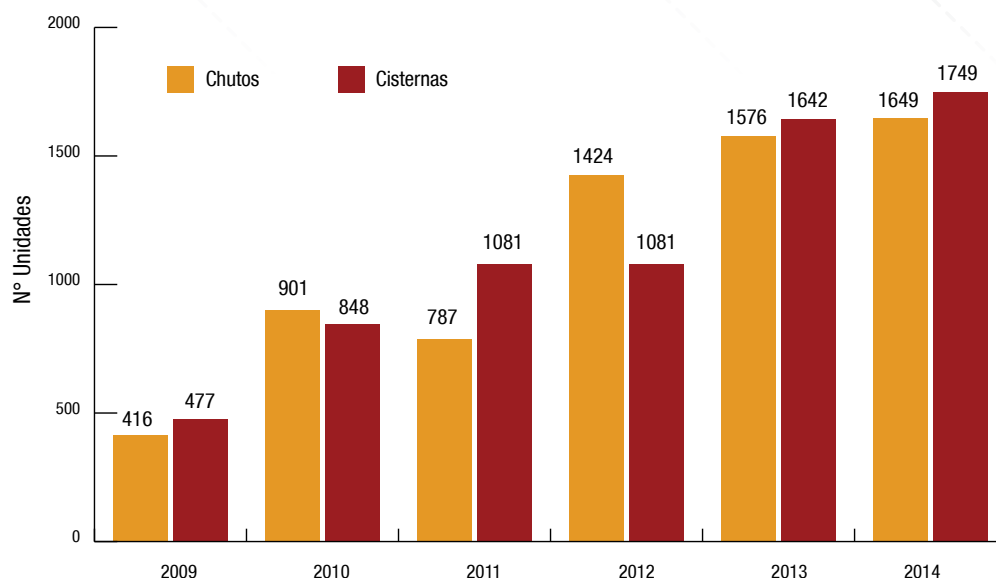
Por otra parte, en el año 2014 se incorporaron 200 unidades tractoras y 363 cisternas provenientes de la República Popular China, de un total de 820 adquiridas en 2013, cumpliendo 100% la compra planificada para el período 2013-2014, las cuales permitieron reemplazar las unidades que se encontraban deterioradas, logrando aumentar el porcentaje de participación.

Para el cierre de 2014, se reportan 647 unidades que cuentan con el sistema de precintos electrónicos y GPS de comunicación. Actualmente se ejecuta el cronograma de revisión en las sedes en el ámbito nacional para configurar las unidades restantes, las

cuales son monitoreadas a través de los Centros Integrales de Control de la Empresa Nacional de Transporte (CICENT) ubicados en todo el país, desde la salida de las plantas de distribución hasta su retorno, garantizando la seguridad y entrega oportuna del combustible y contribuyendo al Sistema de Control de Combustible en las Estaciones de Servicios ubicadas en los estados fronterizos (SISCOMBF).

A continuación, se muestra la conformación de la flota entre 2009-2014:

TABLA • FLOTA TERRESTRE OPERATIVA DE ENT PARA EL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS 2009 -2014.



PDVSA Naval

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

La decisión de construir astilleros en el país y el proyecto para la adquisición de buques están insertos en la Ley del Plan de la Patria. Con esta visión, Venezuela se orienta hacia la construcción del Socialismo del Siglo XXI y la consolidación de la Autonomía, Soberanía e Independencia de las actividades navales.

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



Astilleros Navales Venezolanos S.A. (ASTINAVE). Astillero adquirido el 20 de octubre de 2008 con 97,55% de las acciones, para la construcción y reparación de embarcaciones menores (buques, remolcadores, lanchas, gabarras) hasta 10.000 Toneladas de Peso Muerto (TPM). Progresivamente, también podrá construir buques tipo POST PANAMAX hasta 80.000 TPM, plataformas Costa Afuera; y una Base Logística de Apoyo a las operaciones Costa Afuera. Está ubicado en la Península de Paraguaná, Municipio Los Taques, Estado Falcón.

Diques y Astilleros Nacionales C.A. (DIANCA). Adquirido mediante acciones transferidas por el Ejecutivo Nacional a PDVSA (60%) y a la Armada (40%) para diseñar, reparar, mantener y modificar todo tipo de embarcaciones, maquinarias y equipos auxiliares. Con la capacidad instalada actualmente puede construir y reparar buques hasta 30.000 TPM, atendiendo principalmente la Flota de PDV Marina y embarcaciones de la Armada Bolivariana de Venezuela. Su posterior ampliación se ha previsto para permitir la reparación y construcción de buques hasta tipo Post Panamax de 80.000 TPM. Ubicado en Puerto Cabello, Municipio Borburata, Estado Carabobo.

Empresa Naviera (ALBANAVE). Filial de PDVSA Naval, creada el 5 de marzo de 2008 para prestar servicio de transporte marítimo, fluvial y lacustre de productos, bienes, servicios (carga seca, granel y conteneirizada), transporte de pasajeros y logística. Inicia las operaciones comerciales de transporte de mercancías y alimentos con tres Buques Multipropósitos (Manuel Gual, José Leonardo Chirino y José María España), con el propósito de cubrir las rutas desde y hacia los países de América Latina, el Caribe, Europa, Asia y África. En situaciones coyunturales transportó mercancías de ayuda humanitaria hacia Cuba y Haití. Actualmente Albanave cubre servicios de Gerencia de Administración de Personal, Soporte Técnico y Mantenimiento de las Gabarras denominadas IGUANA I y II, de Corpoelec, ubicadas en Tacoa, Estado Vargas, las cuales son usadas para el tancaje de agua desmineralizada y combustibles a ser suplidos en las gabarras de Generación de Tacoa. Se desarrollan proyectos para suministrar Transporte Acuático de personal y carga a los proyectos Costa Afuera y al Astillero Astialba.

Medularmente, PDVSA NAVAL S.A., desarrolla Proyectos de Construcción, Rehabilitación y Expansión de Astilleros y de Construcción/Adquisición de Buques, los cuales se detallan a continuación.

PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN, REHABILITACIÓN Y EXPANSIÓN DE ASTILLEROS

Astilleros del ALBA (ASTIALBA). Proyecto de carácter estratégico y de interés nacional, esencial para el desarrollo del Tejido Industrial Naval. Destinado a la fabricación y reparación de buques petroleros tipo Aframax, Suezmax y Very Large Crude Carrier (VLCC) hasta 400.000 TPM. El astillero está localizado en el sector Punta La Playa, al norte de la Península de Araya, Estado Sucre. Este proyecto se decidió ejecutarlo por fases que comprenden: **Fase I:** construcción de un dique seco de 560m x 70m con una compuerta intermedia que permita ejecutar actividades de construcción y reparación de buques simultáneamente, las instalaciones y el equipamiento necesario. **Fase II:** construcción de un segundo dique seco de 380m x 70m dedicado solo a la construcción de buques y completar las instalaciones y dotación de los equipos complementarios. **Fase III:** construcción de un tercer dique seco de 490m x 70m, instalaciones y equipamiento para el mantenimiento y reparación de buques.

La capacidad de procesamiento de acero de las Fases I y II será de 250.000 ton de acero/año una vez se haya concluido la Fase III, a tal efecto los diques construidos en las fases I y II se destinarán únicamente a la fabricación de buques. Durante el año se han continuado las labores de movimiento de tierra de la plataforma del astillero, en una primera etapa hasta la cota +2,00 y la instalación de servicios como electricidad y agua potable así como las instalaciones para el pesaje de las unidades de transporte de caliza, almacenamiento y suministro de combustible a los equipos que trabajan en la obra entre otras.

Astinave. Rehabilitación y ampliación del astillero para los servicios de construcción y reparación de embarcaciones menores (buques, remolcadores lanchas, gabarras). Progresivamente será ampliado para construir buques tipo POST PANAMAX de hasta 80.000 TPM. La producción del astillero estará dirigida principalmente a la industria petrolera nacional y, en segundo lugar, a terceros. La capacidad máxima estimada del astillero es de 10.000 toneladas de acero/año. El proyecto también comprende la construcción de un patio de fabricación de plataformas costa afuera para la implantación de una industria metalmecánica pesada adecuada para la construcción de plataformas costa afuera y todo tipo de estructuras metálicas de alto tonelaje, con una capacidad instalada de 16.000 toneladas de acero. Se evalúa la construcción de una Base Logística de Apoyo para las operaciones costa afuera, a través

de una empresa mixta que en etapa de operaciones proporcionará apoyo a las empresas que operan y operarán en la exploración y futura explotación de gas costa afuera. En relación a la reparación del dique flotante se ha ejecutado el 100% de los trabajos de acero en el casco y las cubiertas del dique. Se están concluyendo los trabajos de rehabilitación de los sistemas auxiliares (transferencia, amarre, iluminación y automatización del dique).

Diques y Astilleros Nacionales, C.A. (DIANCA). Rehabilitación del astillero pionero de la industria naval venezolana con 107 años de operaciones al servicio de Venezuela, constituida para acometer la explotación de la Industria Naval, en especial la construcción, reparación, mantenimiento y modificación de buques, maquinarias y equipos auxiliares. El astillero tiene la mayor capacidad productiva y medios de varada en Venezuela, entre los que se mencionan: una Fosa de hasta 30.000 TPM, un Sincro-Elevador de 5.000 t de fuerza ascensional, ocho Muelles y seis Puestos de Varada. El Plan Integral de Rehabilitación y Expansión de DIANCA, está orientada a recuperar la capacidad productiva del Astillero, aumentar los volúmenes de producción y operación y lograr la sustentabilidad. Actualmente repara y mantiene buques de hasta 30.000 toneladas de Peso muerto (TPM) se dedica primordialmente a suministrar servicios de reparación y mantenimiento a la flota de PDV Marina y embarcaciones de la Armada Bolivariana de Venezuela. Para el período 2014-2019 se potenciarán en DIANCA las actividades medulares, específicamente trabajos de acero y metalmecánica naval, tuberías, tratamiento de superficie, mecánica naval, trabajos relacionados con el carenado y propulsión naval y se fomentará el desarrollo naval de la zona en áreas complementarias a su principal actividad de manera de realizar reparaciones de buques Post Panamax de hasta 80.000 TPM. Se ejecutan obras civiles con un avance de 35,75% y se repararon un total de 17 buques.

Proyecto Ayacucho. Proyecto estratégico que optimizará el sistema de abastecimiento de combustible en el estado Amazonas, mediante el fortalecimiento de la flota de PDV MARINA, S.A., embarcaciones y accesorios navales que abastecen vía fluvial al estado, garantizar el apresto operacional de estas a través de la construcción de la instalación requerida para realizar los diferentes niveles de mantenimiento de estas embarcaciones y accesorios y la minimización del impacto ambiental negativo mediante la construcción de una instalación que permitan realizar las operaciones de trasiego del sistema terrestre a las embarcaciones de forma segura. Comprende dos programas: Construcción de una Base logística de Apoyo (incluye Varadero) y Construcción de

un Terminal de Carga, localizado en el sector Nueva Vida Del Mar, Parroquia Samariapo, Municipio Autana, Estado Amazonas

PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN Y ADQUISICIÓN DE BUQUES

El proyecto contribuye al Plan de Negocios de PDV Marina para la renovación de su flota, enmarcado en la Ley del Plan de la Patria. Ejecuta los servicios de soporte técnico a la industria petrolera para el diseño, evaluación y adquisición de buques (nuevas construcciones y/o mercado secundario), garantizando el cumplimiento de las normas, requisitos y regulaciones nacionales e internacionales, lo cual permitirá alcanzar elevados estándares de seguridad, confiabilidad y competitividad dentro del mercado naval. Actualmente, el servicio está enfocado a la supervisión, inspección y control del proyecto de ampliación de la flota de PDV Marina, asistencia y apoyo técnico a la filial Costa Afuera en el análisis y elaboración de especificaciones técnicas para fletamento y nuevas adquisiciones, accesorios de navegación y unidades de apoyo a las actividades costa afuera.

Proyecto de Construcción de dos Buques PRODUCTEROS de 47.000 Toneladas de Peso Muerto en la República de Argentina. El avance de esta obra a cargo del Astillero Río Santiago (ARS), empresa argentina con tradición en la construcción de buques. Demuestra la relevancia que tiene para PDVSA el desarrollo de la industria naval venezolana, el proceso de transferencia tecnológica y la capacitación del personal de la estatal petrolera en el sector naviero.

Proyecto de Construcción de dos Buques ASFALTEROS de 47.000 TPM. Desarrollado según lo establecido en el Acuerdo Complementario al Marco de Cooperación en Materia Económica y Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Portugal.

La situación actual del avance de construcción de estos proyectos se resume en las siguientes tablas:



TABLA • PROYECTOS CONSTRUCCIÓN DE BUQUES EN PAÍSES ALIADOS

META ORGANIZACIONAL (18 BUQUES)	UNIDAD DE MEDIDA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
CONSTRUCCIÓN DE DOSBUQUES PRODUCTEROS DE 47.000 TPM (VOLUMETRÍA: 345.000 BARRILES) ARGENTINA	Cantidad de Buques Entregados			1	1				2	Actualmente el proyecto presenta un avance físico de 74% para el primer buque y 52% para el segundo buque y un avance financiero general de 74,1%. A la fecha el astillero está en revisión del cronograma de construcción.
	Fecha de Entrega									
CONSTRUCCIÓN DE DOS BUQUES TIPO ASFALTEROS DE 47.000 TPM (VOLUMETRÍA: 140.000 BARRILES) PORTUGAL	Cantidad de Buques Entregados				1	1			2	Actualmente el proyecto presenta avance físico general de 4,8%. Con el nuevo Concesionario del Astillero se evalúan las condiciones técnico legales del contrato que regirá para la construcción de los dos buques.
	Fecha de Entrega									

Proyecto de Adquisición de Buques

Basado en el vencimiento de los contratos de fletamento, el cronograma de fin de la vida útil de la flota de PDV Marina, y las necesidades inmediatas, a mediano y largo plazo. Tomando en cuenta las políticas de desarrollo de la industria naval, los astilleros

nacionales (DIANCA y ASTINAVE) y la capacidad productiva de estos, en 2014 se realizaron concursos abiertos internacionales para adquisición de los siguientes buques:

TABLA • PROYECTO DE ADQUISICIÓN DE BUQUES Y REMOLCADORES

PROYECTOS EN DESARROLLO ADQUISICIÓN/COMPRA	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
ADQUISICIÓN DE DIEZ REMOLCADORES DAMEN 2810	Cantidad de Buques Entregados	10						10	Aprobada la adquisición de los 10 remolcadores en Junta Directiva de PDVSA No. 2013 – 15, de fecha 24 de Julio de 2013. En el periodo enero-octubre 2014 han recibido diez remolcadores, procedentes de Vietnam y Turquía. Se han entregado a su operador final PDV Marina.
	Fecha de Entrega								
ADQUISICIÓN DE 15 REMOLCADORES ENTRE 60-75 TON FET	Cantidad de Buques Entregados	13	2					15	Aprobada la adquisición de los 15 remolcadores en Junta Directiva de PDVSA No. 2013 – 29, de fecha 4 de diciembre de 2013. En el periodo enero-octubre 2014 se recibieron nueve remolcadores de 70 TON y seis están en proceso de pruebas.
	Fecha de Entrega								
SITUACIÓN ACTUAL CUATRO REMOLCADORES MENORES A 25MTS DE ESLORA	Cantidad de Buques Entregados		4					4	Se encuentra en proceso de adquisición.
	Fecha de Entrega								
14 REMOLCADORES ASTINAVE Y DIANCA	Cantidad de Buques Entregados		7	7				14	Actualmente está elaborada el 100% de la ingeniería y se prepara la estrategia de construcción en astilleros Venezolanos (Dianca/Astinave).
	Fecha de Entrega								
ADQUISICIÓN DE DOS BUQUES LPG : RESOLUCIÓN N° 2013-15 DEL 24/07/2014	Cantidad de Buques Entregados		2					2	Se encuentran en adjudicación y se dio inicio al proceso de discusión contractual.
	Fecha de Entrega								

TABLA • ADQUISICIÓN TRES REMOLCADORES

PROYECTOS EN DESARROLLO ADQUISICIÓN/COMPRA	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
ADQUISICIÓN DE TRES REMOLCADORES PARA OPERACIONES DE AMARRE EN MONOBOYAS	Cantidad de Buques Entregados		3					3	Se encuentra en proceso de adquisición.
	Fecha de Entrega								

TABLA • ADQUISICIÓN CUATRO VLCC

PROYECTOS EN DESARROLLO ADQUISICIÓN/COMPRA	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
ADQUISICIÓN DE CUATRO BUQUES VLCC	Cantidad de Buques Entregados		4					4	Se encuentran en adjudicación y se dio inicio al proceso de discusión contractual.
	Fecha de Entrega								

TABLA • TRANSPORTE FLUVIAL DE COMBUSTIBLE RÍO ORINOCO GABARRAS, EMPUJADORES Y BOTES TANQUES

PROYECTOS EN DESARROLLO ADQUISICIÓN/COMPRA	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
ADQUISICIÓN DE 12 GABARRAS Y DOS EMPUJADORES PARA EL ORINOCO MEDIO	Cantidad de Buques Entregados		14					14	Actualmente se encuentra en fase de definición . Avance de la Ingeniería 90%
	Fecha de Entrega								
PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE 30 BOTE TANQUES PARA TRANSPORTE DE PRODUCTOS LIMPIOS EN EL ALTO ORINOCO (PUERTO AYACUCHO)	Cantidad de Buques Entregados		8	22				30	Actualmente se encuentra en fase de definición. Avance de la ingeniería 90%. En discusión del financiamiento.
	Fecha de Entrega								



INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

INTEVEP

La orientación estratégica de INTEVEP, S.A., es fortalecer la capacidad tecnológica de la industria venezolana de los hidrocarburos, a través de la investigación básica orientada, investigación estratégica, investigación aplicada y desarrollo; asistencia técnica especializada, ingeniería conceptual y básica, información y asesoría, así como, generar soluciones tecnológicas integrales con el desarrollo de tecnologías propias, con especial énfasis en las actividades de Exploración, Producción y Refinación. De igual manera, es responsable de resguardar el acervo tecnológico de la Corporación.

La cartera de proyectos para el año 2014 quedó conformada por 40 proyectos, los cuales incluyen un total de 297 actividades y 475 productos planificados.

Participación de INTEVEP, S.A., en los negocios petroleros

Exploración y Estudios de Yacimientos

Se unificaron en un proyecto regional, 4 bases de datos con información de pozos y 3 bases de datos en petrel provenientes del estudio regional de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, para los campos Ayacucho, Junín y Boyacá. Además, en las bases de datos del proyecto Carabobo y Ayacucho Oriental, se revisó e incorporó información de áreas vecinas como son los campos Bare Arecuna Cariña y Dobokubi.

Por otro lado, en la homologación estratigráfica Ayacucho-Junín, se culminó estudio sobre la caracterización geoquímica de muestras de agua de Petrocarabobo en la FPO Hugo Chávez Frías.

Se contribuyó en el estudio de modelo dinámico de simulación de yacimientos mediante la revisión del detalle de la información referente a tipo de arreglo y configuración de pozos, lo cual estableció que el piloto contempla una configuración que busca una mayor eficiencia de barrido para incrementar el Factor de Recobro por encima del 20% mediante la combinación del pozo inyector con pozos productores horizontales.

Se generó un nuevo y más completo modelo sedimentológico y estratigráfico del campo Boquerón y estudios de yacimientos mediante la caracterización sedimentológica, petrográfica, DRX y bioestratigráfica de las formaciones San Juan y Vidoño. Además, se culminó estudio litoestratigráfico y cronoestratigráfico de los afloramientos de rocas carbonáticas Oligo-Mioceno en la Sierra de San Luis.

Así mismo, se culminó modelado geoquímico 1D, 2D y parte de 3D de la cuenca del Golfo de Venezuela y Norte de Paria lo que permitió estimar el potencial petrolífero del área del Golfo de Venezuela mediante la identificación de los sistemas petrolíferos existentes y proponer posibles nuevos prospectos en el área para contribuir a la certificación de oportunidades (Barracuda y Róbal, entre otras) con expectativas en el orden de 18,9 BPC de gas y 1.999 MMBls de condensado. Cardón IV llega a primer lugar de reservas de gas de América y quinto del mundo.

Producción

Realizada aplicación de la tecnología INTESURFTM se estimularon 87 pozos en 2014 en las Divisiones Ayacucho, Junín y Boyacá. El 66% de las aplicaciones mostraron incremento de producción en su primera prueba de producción. Se obtuvo en promedio 1.625 BNPD. Además, se realizó diagnóstico de daño a la formación en un pozo ubicado en la División Junín, triplicando su producción de 160 a 450 BNPD. Adicionalmente, se evaluaron tres surfactantes y Goma Xantano para fluidos de perforación en la División Ayacucho.



Se diseñó fracturamiento hidráulico a pozo del Campo El Roble Anaco en la Formación Merecure con la finalidad de incrementar la conexión pozo-yacimiento y apalancar una producción esperada de 3 MMPCD aproximadamente.

Se produjeron 4,1t Aditivo defloculante y dispersantes a base de taninos INDEFLOC™ y aplicadas en etapa piloto 3,3 t en la perforación de los pozos tres pozos con ahorros totales US\$ 12.808,22 y Bs. 34.545,61. Beneficiadas 54 familias participantes en la recolección del fruto del Dividive (Caesalpinia coriaria) y la producción de INDEFLOC™, mediante Convenios de INTEVEP, S.A., con tres Consejos Comunales de Anzoátegui y Guárico.

Se ejecutó en conjunto con el área la aplicación de campo exitosa de la tecnología para airear sistemas de fluidos de perforación, completación y rehabilitación FLOWMIXER® en la División Lago UP Lagopetrol. Durante la aplicación se aireó el sistema de fluidos ENDOFLUID® estimando incrementar la producción de 28 BNPD (actual) a 150 BNPD.

Por otra parte, se obtuvo perforación exitosa del hoyo productor con el producto tecnológico PERMAVISC®, en el Campo Barúa y se culminó el seguimiento al comportamiento del sistema de separación de la EF- Barúa V (atmósferas peligrosas) para la reducción del venteo.

Además, se culminó el análisis de fallas en sistemas bombas electro sumergibles (BES) – FRAMOLAC® y se realizaron auditorías empresas de servicios - sistemas BES de: Baker Hughes Venezuela S.C.P.A y Corporación ESP de Venezuela y en cementación de pozos, Halliburton de Venezuela.

Adicionalmente, se contribuyó a la revisión de la ingeniería del Gasoducto Submarino Dragón-CIGMA el cual transportará 300 MMPCGD desde el campo Dragón hasta PAGMI en Guiría y se efectuó un estudio de aseguramiento de flujo para estimar la acumulación de líquidos en la tubería de recolección y gasoducto de exportación Dragón-CIGMA en su Esquema de Producción Acelerada.

En el mejoramiento de crudos, se culminó el montaje e instalación de los equipos que integran al circuito experimental de la Tecnología INT-MECS® escala laboratorio, se definió el esquema de procesos y se culminó la simulación de procesos de la planta escala banco (capacidad de 3,8 BPD), la cual estará ubicada en las

instalaciones de Plantas Piloto de INTEVEP, S.A. Aprobado caso de Negocio y estrategia de implantación comercial de la Tecnología INT-MECS® por la Junta Directiva de INTEVEP, S.A.

Por su parte, se configuraron 11 equipos Net-DAS® para el sector eléctrico, subestación Cachama automatizada en la FPO. Además, se analizaron 4 demulsificantes COPEM en División Carabobo y se realizó la selección de tratamiento químico para el Mejorador Petroanzoátegui con un impacto de 10 MM\$/año y 160 MBD de crudo extrapesado. Además, se culminó la migración de la programación del método de las características a la Net-DAS® v2.0 haciendo uso del software Beremiz.

Mediante estudios de compatibilidad de elastómeros y de condiciones operacionales de 12 pozos con sistemas de bombeo de cavidades progresivas (BCP), se pudo incorporar a la producción en el Distrito Morichal, 8500 BPD diferidos por fallas prematuras en los equipos BCP. Adicionalmente, finalizada fase de Ingeniería Básica para la construcción de un circuito experimental de BCP en el laboratorio de levantamiento artificial de INTEVEP, S.A., para identificar las variables que afectan el comportamiento de estos equipos.

Por otra parte, se culminó la Ingeniería Básica Extendida del Mejorador de 50 MBPD basado en la tecnología AQUACONVERSION®.

Así mismo, se realizó la asistencia al reemplazo de catalizadores de la unidad HDT Mejorador Petropiar, con un incremento de producción de 20 MBD con calidad 4°API mayor. Además, se realizó estudio de dependencia de catalizadores foráneos y se evaluó la integridad mecánica de la línea blowdown unidad DCU en el Mejorador Petroanzoátegui con una capacidad asociada de 52 MBD.

En la reactivación de Los Parques Tecnológicos, se culminó levantamiento topográfico y estudio geotécnico que forman parte de los estudios de suelo que serán insumo para las ingenierías del Parque Tecnológico Cacique Yavire como lo son área 300 (Circuito experimental del MECS) y área 400 (Circuito de Flujo Multifásico). Además, se culminó el proceso de selección de las empresas para la Contratación de Servicios Profesionales de Ingeniería para la elaboración de la Ingeniería Básica Extendida del proyecto: “Diseño y Construcción del Circuito de Flujo Multifásico” y Prueba de Prototipo de Equipos en el Parque Tecnológico Cacique Yavire, Campo Jobo, Distrito Morichal. También se recuperó 2 de los 4 pozos de 100 BPD cada uno, en el área 200 de Morichal.

Refinación e Industrialización

Se culminó estudio sobre procesos de hidroconversión de severidad moderada diferencias similitudes ventajas y desventajas como contribución a los procesos de hidrotratamiento e hidrocrackeo, partiendo de los conocimientos que se tienen de HDH™ y HDHPLUS® como generación de un nuevo concepto para el mejoramiento de crudos.

Se culminó la visualización de la tecnología propia de craqueo catalítico INTCRAQ® para procesar 40MBD de naftas y producir 1410 T/D de etileno, propileno 890 T/D de butenos y una corriente de gasolina rica en aromáticos.

Culminado el paquete de Ingeniería Conceptual de la planta de producción de brea de petróleo a partir de corrientes aromáticas disponibles en CRP Cardón utilizando tecnología propia de INTEVEP, S.A., con la finalidad de ser usada como agente aglomerante en la manufactura de los ánodos utilizados en las industrias básicas del aluminio y a su vez producir componentes de alto valor al sector refinador.

Para el desarrollo motores diesel y evaluación de cilindros de Gas Natural, se desarrollaron pruebas de mantenimiento y adecuación de motores Cummins y Detroit, arranque operacional del banco y emisiones en motores diesel. Así mismo, se evaluó 4 vehículos con cilindros de Gas Natural Comprimido (GNC). Además, se realizaron mediciones de ozono, óxido de nitrógeno, monóxido de carbono y partículas en la ciudad de Caracas, levantando la información topográfica para establecer el mallado en tres dimensiones del modelo de polución del aire y se elaboró estudio sobre emisiones vehiculares en mezclas gasolinas-etanol.

Se evaluaron 478 muestras de aceites usados, 268 de combustibles provenientes de los principales distribuidores de gasolinas y 148 lotes de grasas del mercado nacional. También se evaluó 27 productos FONDONORMA con marca NORVEN y se evaluó dos proveedores de Planta Envasadora.

Adicionalmente, se apoyó a Ingeniería de Procesos en parada de planta del complejo de alto octanaje CRP- Cardón, así como en la parada de FCC RELP en el área de inspección de refractarios. También se realizó apoyo técnico a la Gerencia de Programación y Gestión del CRP para las evaluaciones de sensibilidad en el modelo LP y se evaluó de sustitución de crudo Mesa 30 por Leona 22 en la dieta de la Refinería de Amuay.

Se elaboró entre personal de PDVSA Asfalto e INTEVEP, S.A., la propuesta de tramo de vialidad con mezclas asfálticas en caliente utilizando rípios de perforación provenientes del Centro de Tratamiento de Fluidos de la empresa mixta Petrocedeño en la División Junín de la FPO.

Otros aspectos de interés

Se publicaron 83 Normas Técnicas PDVSA durante el año 2014 resaltando: 15 en materia de proyectos de inversión de capital, 10 en especificaciones técnicas de materiales, 2 en materia de ambiente, 2 en materia de mantenimiento, 4 en geodesia, 18 en ingeniería de diseño, 12 en materia de inspección, 3 en higiene ocupacional, 2 seguridad industrial, 6 de protección radiológica, 2 en ingeniería de riesgos, 6 en materia de gas doméstico y 1 en materia de diseño de proceso.

Se mantuvo la custodia de 174 invenciones que representan el portafolio tecnológico tanto de PDVSA como de sus filiales (incluyendo las empresas mixtas), correspondiendo a la fecha el acumulado de 911 patentes, 439 marcas comerciales, 122 derechos de autor, 13 secretos empresariales, 24 depósitos legales y 42 nombres de dominio.

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.



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 2014.

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 de la Ley del Plan de la Patria (2013-2019), 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 del año 2014.



DESARROLLO SOCIAL

Los aportes para el Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2014, se orientan al apoyo a Misiones y Proyectos Sociales. Estas contribuciones se realizan a través del Fondo Independencia 200, Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción Integral, Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, Fondo de Asfalto y Fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), además de las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), Fondo Conjunto Chino Venezolano y al Fondo de Ahorro Nacional de la Clase Obrera (FANCO).

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar la verdadera siembra del petróleo, la eliminación del desequilibrio entre el

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

En la siguiente tabla se indican los aportes realizados (en millones de dólares) al Desarrollo Social durante el período 2001-2014:




PRINCIPALES ACTIVIDADES • INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	157	3.459
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	1.607	7.843
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	3.463	3.781	5.581	3.888	4.321	26.739
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	-	-	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	-	-	-	-	-	159
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	2	-	-	1	966
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	-	-	-	-	319
Misión Revolución Energética	-	-	-	-	-	210	219	174	745	2.115	2.197	69	196	250	6.175
Gran Misión Vivienda Venezuela	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	4.010	-	-	-	8.074
Gran Misión AgroVenezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	-	-	1.140
Gran Misión Hijos de Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	598	-	-	598
Gran Misión en Amor Mayor Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.241	-	-	1.241
Gran Misión Barrio Tricolor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	325
Proyectos Agrícolas	-	-	-	600	600	423	919	848	54	14	362	109	102	17	4.047
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	799	204	2.024
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	89	5	733
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	-	-	-	-	162
Fondo Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	149	-	887
Fondo Especial de la Juventud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40
Fondo Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	84	-	19	-	558
Fondo Miranda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.083	4.306	5.113	4.705	687	19.894
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	5.817	6.854	28.889
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	50	3.746
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	77	10	403
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	180	3	1.087
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	130	46	5	-	-	-	-	-	283
Aportes Sector Eléctrico PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.578	1.566	1.435	1.097	601	11.001
Apoyo a Emergencia por Lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	175	103	-	534
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	3.808	1.430	413	8.305
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	343	131	4.485
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	102	208	1.472
Otras Misiones y Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	504	162	2.801
SUB-TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES	34	14	549	2.316	3.762	5.274	8.048	4.990	6.006	22.223	28.657	28.293	23.341	15.680	149.187
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	80.577
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	-	-	4.229
SUB-TOTAL FONDEN Y FONDESPA	-	-	-	2.000	3.525	7.084	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	84.806
TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES, FONDEN Y FONDESPA	34	14	549	4.316	7.287	12.358	14.809	17.374	6.606	23.557	43.385	43.865	33.759	26.080	223.993



PDVSA LA ESTANCIA



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

NOTA: Mayor información sobre PDVSA La Estancia, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA del año 2014.





Convenios
de Cooperación
ENERGÉTICA

PETROAMÉRICA

Petroamérica 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, sobre la base del ejercicio de la soberanía y el desarrollo de una identidad propia.



PDVSA AMÉRICA, S.A.

PDVSA creó en el año 2006 la filial PDVSA América, S.A., con la finalidad de implementar las políticas energéticas de la República Bolivariana de Venezuela en Latinoamérica, el Caribe y a escala continental, que contribuyan 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 polo energético.

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

A continuación se presentan los principales logros alcanzados en 2014 por las empresas filiales y mixtas de PDVSA América, en el marco de la cooperación internacional, en las regiones Andina y Sur:



1- Región Andina

PDVSA América posee la filial PDV Andina, S.A. y sus socios estratégicos son Bolivia y Ecuador.

Además, fortalece su presencia por medio de las filiales PDVSA Bolivia, S.A. y PDVSA Ecuador, S.A., con oficinas en La Paz y Quito, respectivamente.

TABLA • PDVSA BOLIVIA, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
Exploración a riesgo en los bloques Subandino Norte y Sur (departamentos de La Paz-Beni-Cochabamba y Santa Cruz-Tarija-Chuquisaca) en alianza con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).	Se continuó el plan de exploración de los bloques Subandino Norte y Sur a través de la empresa mixta YPFB Petroandina S.A.M (PDVSA Bolivia S.A. 40% y YPFB 60%). Bloque Subandino Sur: Concluida 100% la adquisición sísmica de 460km en el bloque Ñau y se dio inicio al procesamiento de la data sísmica. Se culminó estudio técnico integrado del Bloque Ñiguazú, proyectando dos oportunidades: Ñiguazu Somero e Ñiguazu Profundo con expectativas asociadas de 3,9 y 6,6 BPC de gas respectivamente. Actualmente se avanza en la elaboración del estudio de impacto ambiental para la perforación del pozo exploratorio. Bloque Subandino Norte: Se inició la perforación del pozo exploratorio Lliquimuni X1. Los bloques Chepite, Secure, Madidi y Chispani, no presentan prospectividad. En proceso de devolución.
•Ampliar colocación regional de los volúmenes de combustibles y productos venezolanos a través del Acuerdo Energético de la ALBA, en sinergia con la Filial PDVSA Petróleo, S.A.	La filial Petroandina Comercio y Suministro, S.A., suscribió un contrato de suministro de 5.000 Tm de azufre con la Fábrica Estatal de Acido Sulfúrico de Eucaliptus. El suministro de diesel en el marco del Acuerdo Energético de la ALBA se encuentra en proceso de activación y suscripción de contratos por parte del Gobierno de Bolivia. Se continúa la comercialización de combustibles al detal a través de la estación de servicio con la marca PDV®.
•Posicionamiento de la marca PDV® mediante el abanderamiento de estaciones de servicio en el eje troncal de Bolivia, importando combustible de Venezuela y comercialización de lubricantes PDV, en sinergia con PDVSA Ecuador.	
Generación Eléctrica a través de la empresa mixta Ende Andina S.A.M., (Planta Operativa Entre Ríos de 100 MW, Planta Operativa del Sur de 160 MW y la nueva planta de Warnes de 200 MW).	El 27 de septiembre se inauguró la Planta Termoeléctrica del Sur en el Departamento de Tarija, la cual genera 160 MW al sistema eléctrico nacional de Bolivia. Asimismo, se completó 40% en la construcción de una tercera planta de 200 MW en la localidad de Warnes del Departamento de Santa Cruz.

TABLA • PDVSA ECUADOR, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
Desarrollo de actividades relacionadas con la exploración costa afuera.	En proceso de definición con la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, el Proyecto de Evaluación de las Cuencas del Litoral de Ecuador. PDVSA Ecuador S.A., no manifestó interés en los Bloque 1 y 5 del Golfo Guayaquil.
Optimización de la producción del Campo Sacha, usando nuevas tecnologías de levantamiento artificial.	La empresa mixta operaciones Río Napo C.E.M., (70% Petroecuador - 30% PDVSA), logró una producción promedio del Campo Sacha de 72,23 MBD. Adicionalmente, se han perforado y completado 34 pozos productores y 28 pozos reacondicionados.
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.	Se continúan con los trabajos de construcción del Acueducto La Esperanza-Refinería y la vía de acceso del Tramo 2 Colorado-Refinería. En conversaciones, la posible participación accionaria de un tercer socio CNPC (empresa estatal China).
Optimización de la planta de lubricantes de PDV Ecuador. Convenio de Intercambio de Crudo por Productos, en sinergia con PDVSA Petróleo, S.A.	El convenio de intercambio de crudos por productos se encuentra en conversaciones y definición de cláusulas para su renovación.

2- Región Sur

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

TABLA • 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.	Se realizó revisión técnica del proyecto Instalación de la Planta de Regasificación de GNL.
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. (PCSSA).	La empresa mixta Fluvialba International Ltda (PDVSA Argentina, S.A. y Fluviomar), dio inicio a la construcción de la primera barcaza, de 3.500 m ³ , para crear un canal fluvial de comercialización de productos PDV® entre países de la región (Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay y Uruguay).
Posicionamiento de la marca PDV® en la región a través de PCSA supliendo a las 110 estaciones de servicio de SOL y abanderamiento de estaciones de servicio PDV®.	Se mantiene el apoyo a las 110 estaciones de servicio posicionadas en la República de Argentina.

TABLA • PDVSA BRASIL, Ltda.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
Mejoramiento de las facilidades de almacenamiento en Porto Vehlo.	El terminal realiza rotaciones mensuales de 13.000m ³ de combustible. Actualmente posee dos clientes: Petroecuador de Manaus y SP Combustíveis de Fortaleza.
Desarrollo de infraestructura para producción y envasado de lubricantes PDV®.	Las ventas de lubricantes al cierre de año alcanzaron un volumen de 2.298.124 litros, lo que representa el 0,25% del mercado nacional. Estas actividades de comercio y distribución que se desarrollan en Brasil, se llevan a cabo a través de PDVSA Combustíveis e Lubrificantes Ltda., con el apoyo de PDVSA América, S.A.
Desarrollo de la Red de Suministro Local y Marca PDV a través de estaciones de servicios.	Alcanzar 3% del mercado de combustibles en los próximos cinco años, elevando nuestra capacidad de suministro de 32.000 a 2.520.000 m ³ /mes



TABLA • 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 Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, se ubicó en 10,10 MBD.
Desarrollo de capacidades de almacenamiento y logística, comercialización de combustibles y lubricantes PDV.	La filial PDVSA Uruguay, S.A., alcanzó un récord en las ventas de lubricantes PDV de 64.504 litros, lo que representa un incremento de 20% respecto al año 2013.
Abanderamiento progresivo de estaciones de servicio en la región.	Fue firmado un memorándum de entendimiento entre PDVSA Uruguay, S.A. y la Administradora Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland (ANCAP), a fin de evaluar alternativas para la fabricación de lubricantes PDV en la Planta de la ANCAP y fortalecer la imagen de combustibles PDV en el mercado local.
Desarrollo del Complejo Alcoholes de Uruguay (ALUR) para biocombustibles y alimentos.	En reunión celebrada entre la ANCAP y PDVSA, se decidió continuar con los planes de incremento de la participación accionaria de PDVSA Uruguay en la empresa mixta ALUR a un 25%.

TABLA • 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.	En revisión análisis técnico-económico del proyecto.





PETROCARIBE

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

Al cierre de 2014, PDV Caribe ha constituido una filial en la República de Cuba, PDVSA Cuba, S.A. y 14 empresas mixtas en 11 de los países miembros. Actualmente se trabaja en la constitución de las empresas mixtas de Antigua y Barbuda, Surinam y Santa Lucía.

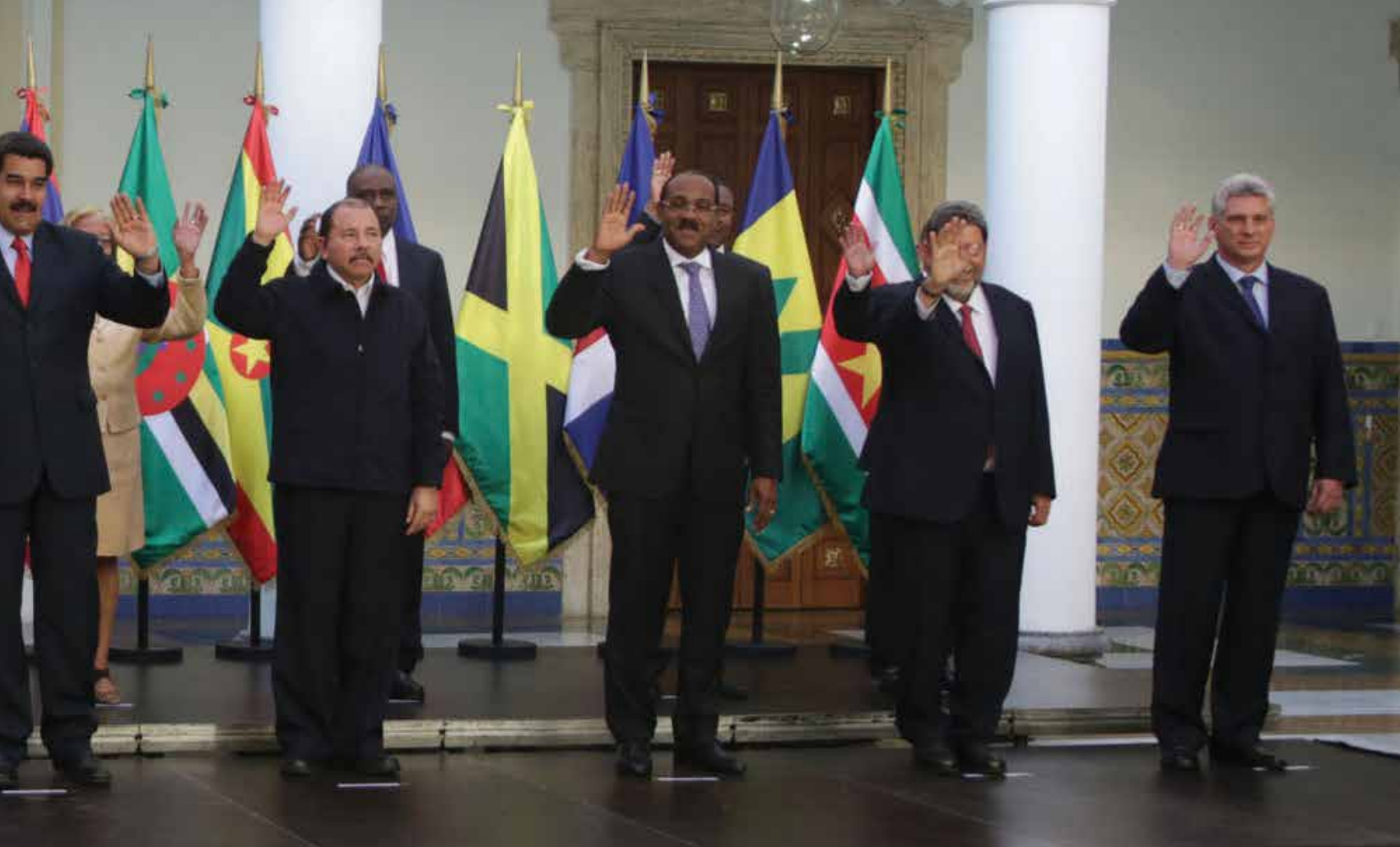


TABLA • EMPRESAS MIXTAS BAJO EL ACUERDO PETROCARIBE

PAÍS	EMPRESA MIXTA
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%)
GRANADA	<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 Petróleos de El Salvador ALBAPES (PDV Caribe, S.A. 60% y la Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador ENEPASA 40%)
HAÍTÍ	<ul style="list-style-type: none"> • SOCIÉTÉ D'INVESTISSEMENT PETION-BOLIVAR S.A.M. (Petión-Bolívar) (PDV Caribe 45% y estado haitiano 55%)

Entre los logros alcanzados en 2014 se pueden destacar:

- El suministro promedio diario de crudo y productos derivados a los países signatarios se ubicó en 92 MBD, lo que representó un cumplimiento de cuota de 71%. Entre los países beneficiados, destacan: Antigua y Barbuda, Belice, Dominica, El Salvador, Granada, Guyana, Haití, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y Las Granadinas y Surinam.
- En el 13° Consejo Ministerial celebrado el 2 de junio de 2014 en San Salvador, El Salvador, se aprobaron nuevas iniciativas a ser desarrolladas en el marco de la Zona Económica PETROCARIBE (ZEP), tales como: la aprobación del ingreso de la República de El Salvador como miembro pleno de PETROCARIBE, la creación de un instrumento que facilite el intercambio comercial y la inversión conjunta y se reiteró la voluntad de avanzar en los proyectos de transporte de personas, bienes y servicios.
- A través de los proyectos de inversión bajo el Acuerdo de Cooperación, se han mejorado las condiciones de la infraestructura energética en los países de Centroamérica y el Caribe.

- Se firmó con Jamaica el 2° convenio bajo el mecanismo de compensación de la factura petrolera de la porción a largo plazo, que contempla el suministro de Clinker (materia prima para la producción de cemento) a la Corporación Socialista de Cemento en Venezuela, a fin de aportar al incremento de producción de viviendas dignas y afianzar la meta de la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV).

Respecto a la compensación de bienes y servicios, para el año 2014 se observa un incremento de 7% en los productos recibidos por la República Bolivariana de Venezuela en comparación con el año 2013, motivado a que los volúmenes fueron ajustados a las cantidades de productos demandadas por la Corporación Venezolana de Alimentos (CVAL), la Corporación de Abastecimiento y Servicios Agrícolas (CASA) y el Ministerio del Poder Popular para la Salud, por concepto de la compensación comercial realizada como parte del pago de la factura petrolera de los países adscritos a los acuerdos ALBA y PETROCARIBE, principalmente Guyana, Nicaragua, República Dominicana, El Salvador y Jamaica.





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)

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

En una primera etapa, el acuerdo fue suscrito por República Dominicana, Guatemala, Costa Rica, Panamá, El Salvador, Jamaica, Haití, Honduras, Nicaragua, Barbados y Belice. Posteriormente, 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 no mayor de 15 años, un periodo de gracia entre 1 y 2 años, y una tasa de interés de financiamiento anual de 2%. Este convenio establece que su aplicación será exclusivamente para los entes públicos avalados por el Estado y el país con el cual se suscriba. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. Los pagos de intereses y la amortización de capital podrán realizarse a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por los países firmantes y aprobados por la República Bolivariana de Venezuela.

Acuerdo de Cooperación Energética de PETROCARIBE (ACEP)

Firmado el 29 de junio de 2005 entre la República Bolivariana de Venezuela y países de Centroamérica y el Caribe, muchos de

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

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las características y el consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo desde 15 hasta 23 años, un período de gracia de 2 años y una tasa de interés de financiamiento anual entre 1% y 2%, la cual varía en función de los precios internacionales del barril. Este convenio establece que su aplicación será exclusivamente para los entes públicos avalados por los países firmantes, a la vez que permite pagos de intereses y amortización de capital a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por los países firmantes y aprobados por la República Bolivariana de Venezuela.

Convenio Integral de Cooperación Cuba - Venezuela (CIC)

Suscrito con la República de Cuba, establece la venta de crudo por parte de Venezuela, hasta 98 MBD de crudo y productos, bajo el esquema de financiamiento mixto de corto y largo plazo. A partir de 2008, el esquema de venta fue modificado facturándose sólo a corto plazo, cuyos montos son objeto de compensación trimestral con los servicios médicos prestados a través de Barrio Adentro II.

Convenio Integral de Cooperación Argentina - Venezuela (CICAV)

Firmado con la República Argentina el 6 de abril de 2004, originalmente establecía el suministro anual de combustible hasta 21,9 MBD de fuel oil y de 2,7 MBD de gasoil. En 2008, se incrementa la cuota hasta 27 MBD de fuel oil y 8 MBD de gasoil, manteniéndose igual hasta la fecha. El Convenio establece que todos los cargamentos se facturarán a precios internacionales,

más una prima que dependerá del puerto de desembarque en Argentina. El mecanismo establece que se pagará 20% en 45 días, a partir de la fecha del embarque y el restante 80% será financiado en 12 cuotas mensuales, a una tasa de interés de 2%. Las cobranzas efectuadas por parte de PDVSA a las empresas argentinas avaladas en el acuerdo son transferidas a un fideicomiso, el cual se utiliza para realizar importaciones de bienes y servicios para la República Bolivariana de Venezuela, provenientes de empresas exportadoras de la República Argentina.





Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América – Tratado de Comercio de los Pueblos (ALBA-TCP)

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

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las características y el consumo interno de cada país. Se establece

la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo de 23 años, un periodo de gracia de 2 años y una tasa de interés de financiamiento anual de 2%, cuyo porcentaje de financiamiento es de 50%. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. Los pagos de intereses y la amortización de capital podrán realizarse a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por el Estado y aprobados por la República Bolivariana de Venezuela.

A continuación las cifras de los acuerdos de cooperación para el año 2014:

TABLA • VENTAS A PAÍSES CON ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA AÑOS 2014 Y 2013

DETALLE POR PAÍS DE DESTINO (MBD)	2014		2013	
	CUOTA	SUMINISTRO	CUOTA	SUMINISTRO
ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS (ACEC)				
BOLIVIA¹	11,5	-	11,5	-
PARAGUAY	18,6	-	18,6	-
URUGUAY	43,8	10,1	43,8	16,8
ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA PETROCARIBE (ACEP)				
ANTIGUA Y BARBUDA	4,4	0,9	4,4	1,1
BELICE	4,0	2,4	4,0	2,6
DOMINICA	1,0	0,3	1,0	0,3
EL SALVADOR	7,0	5,9	7,0	6,4
GRANADA	1,0	0,8	1,0	0,7
GUATEMALA	20,0	-	20,0	-
GUYANA	5,2	4,6	5,2	4,4
HAITÍ¹	14,0	13,6	14,0	14,0
HONDURAS	20,0	-	20,0	-
JAMAICA	23,5	17,9	23,5	22,3
REPÚBLICA DOMINICANA	30,0	23,3	30,0	28,6
SAN CRISTÓBAL Y NIEVES	1,2	0,6	1,2	0,9
SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS	1,0	0,5	1,0	0,5
SURINAM	10,0	3,4	10,0	3,3
CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN CUBA - VENEZUELA (CIC)				
CUBA	98,0	89,4	98,0	99,3
CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN ARGENTINA - VENEZUELA (CICAV)				
ARGENTINA	35,5	-	35,5	12,7
ALIANZA BOLIVARIANA PARA LOS PUEBLOS DE NUESTRA AMÉRICA - TRATADO DE COMERCIO DE LOS PUEBLOS (ALBA-TCP)				
NICARAGUA¹	27,0	24,6	27,0	26,7

¹ Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA



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

Nuevos **NEGOCIOS**





FILIALES NO PETROLERAS



PDVSA Agrícola, S.A.

PDVSA Agrícola es una filial de PDVSA cuyo objetivo estratégico es avanzar en la construcción de la infraestructura agrícola e industrial, para la producción de etanol, materia prima y alimentos como cereales (arroz, maíz y sorgo), leguminosas (caraotas, frijol y soya) y productos orientados a aportar proteína animal, tales como carne de pollo; carne y leche bovina; y productos derivados de la producción porcina.

Avances de los proyectos de inversión

Complejos agroindustriales de derivados de la caña de azúcar

Complejo Agroindustrial Trujillo I. Avance 56,44%.

Complejo Agroindustrial Portuguesa. Avance 48,99%.

Complejo Agroindustrial Barinas. Avance 45,50%.

Complejo Agroindustrial Cojedes. Avance 48,10%.

El Complejo Integral Porcino Barinas

Obtuvo un avance de 22,70%.

El Complejo Integral Avícola Monagas

Obtuvo un avance de 33,44%.

Los Complejos Integrales: Avícola Portuguesa y Piscícola FPO

Obtuvo un avance de 10,7% y 4,45%, respectivamente.

Resultados Operacionales

Producción de materia prima

Se logró una producción total de 716.505 toneladas de caña de azúcar.

Producción de azúcar

En el Central Azucarero Río Guanare se alcanzó una producción de 15.932 toneladas de azúcar, 1.769 toneladas de melaza y 20.557 toneladas de miel.



Producción de almidón nativo

La Industria Venezolana de la Yuca (INVEYUCA) alcanzó un total de 280 toneladas de almidón nativo.

Producción de cereales, leguminosas y otros rubros

En cuanto a la ejecución del Plan Agroalimentario, la producción de cereales fue de 4.945 toneladas de maíz, 2.164 toneladas de arroz, 442 toneladas de sorgo para consumo animal y 39 toneladas de plátano.

Producción de semilla certificada

En el 2014 se concreta una alianza estratégica entre PDVSA Agrícola y AGROPATRIA para la producción de semilla certificada de cereales, logrando producir 331 toneladas de semilla certificada de arroz.

Producción de proteína animal

Se alcanzó una producción de 463 toneladas de carne y 168.055 litros de leche.



PDVSA Industrial, S.A.

Nace en el año 2008, con el objetivo de desarrollar un tejido industrial en áreas asociadas a la cadena productiva de PDVSA, impulsando la plena soberanía económica y tecnológica.

Como estrategia para cumplir con su misión, PDVSA Industrial se ha organizado en seis grupos industriales (manufactura pesada, desarrollo de infraestructura, naval, minería, químico y manufactura liviana).



Desarrollo y comportamiento productivo de las Empresas Operativas

Empresa Nacional de Tubos (ENATUB)

Entregó 1.183 km de tuberías de distintos diámetros para la ejecución de importantes proyectos de PDVSA, entre los que destacan:

- Plan Nacional de Agua
- Sistema Combustible Falcón-Zulia
- Diluenducto PTJ-Veladero

- MADCO (Manejo de Crudo de Oriente)
- Gasoducto Estación principal Anaco-Altagracia
- Terminación y tratamiento térmico de tuberías para Exploración y Producción Occidente y Faja

Fabricación de válvulas de diferentes diámetros para proyectos de PDVSA

La Empresa Nacional de Válvulas (ENAVAL) logró fabricar 4.763 válvulas de las cuales 2.800 han sido destinadas para la FPO Hugo Chávez Frías.



Fabricación de Estructuras Metálicas para grandes obras

La Empresa Nacional de Estructuras Metálicas (VHICOA) entregó 9.771 toneladas de estructuras metálicas para grandes obras de infraestructura y recipientes a presión para la industria nacional petrolera, además de 2.000 toneladas en estructuras metálicas para edificios de la Gran Misión Vivienda Venezuela.

Aumento de la capacidad de distribución de la filial Construpatria

Construpatria logró distribuir más de 100 millones de ítems, apalancado a la Gran Misión Vivienda Venezuela.

Loma de Níquel: planta productora de ferro níquel

Exportó durante el año 2014, 7.591 toneladas de níquel, generando divisas a la nación por un total de 122,6 MMU\$.

Carbozulia

Cuenta con dos unidades productivas operadoras de la Mina paso del diablo y Mina norte. Adicionalmente posee una unidad comercializadora.

Durante el año 2014 logró producir 796.204 toneladas de carbón.

Empresa Nacional Aurífera, S.A.

Durante el año 2014, se logró una producción de 1.317 kg de oro.

Aceites y solventes Vassa

En 2014, produjo 63.417 toneladas de Aceites de Baja Toxicidad (ABT), 2.487 toneladas en Aceites Minerales Grado Técnico (AMGT) y 1.287 toneladas de Aceites Minerales Blancos (AMB).

Actividades Incorporadas y Empresas Inauguradas en 2014

Fábrica de bloques, tejas y ladrillos Pedro Zaraza

En 2014, logró producir 9.206.000 bloques de arcillas, destinados a la Gran Misión Vivienda Venezuela. La fábrica permitirá abastecer el sector constructivo de vivienda, con productos de calidad, precios solidarios y tecnología de punta.

Complejo Industrial Maderero Libertadores de América (CIMLA)

En 2014, obtuvo una producción de 1.878 m³ de madera aserrada, destinada a la Gran Misión Vivienda Venezuela.

Unidad de producción y construcción Morichal

Alcanzó la producción de 11.996 toneladas de mezcla asfáltica en caliente. Esta planta tiene como objetivo apoyar el desarrollo integral de la FPO Hugo Chávez Frías, a través de la construcción y rehabilitación de las vías operacionales y macollas.

PDVSA Servicios Petroleros, S.A. (PSPSA)

Es uno de los actores principales en el proceso de implementación de los planes de producción de petróleo y gas, a través de la prestación de servicios de perforación, rehabilitación y servicios especializados a pozos que permitan el cumplimiento de los objetivos operacionales de PDVSA en los ámbitos nacional e internacional, con los niveles de seguridad requeridos y costos óptimos, en armonía con el ambiente y las comunidades.

Asimismo, suministra servicios especializados de Geofísica y Geodesia a la actividad de Exploración para el descubrimiento e incorporación de reservas que aseguren las metas volumétricas establecidas en los planes de mediano y largo plazo.

Las áreas de operación se encuentran emplazadas en cinco regiones en el ámbito nacional: Occidente, que abarca los estados Zulia, Trujillo y Falcón; Faja, estados Apure, Barinas, Guárico, Anzoátegui y Monagas; Oriente, estados Anzoátegui y Monagas; Costa Afuera, estado Sucre, Plataforma Deltana y Golfo de Venezuela; y PDVSA GAS, estados Anzoátegui y Guárico. Adicionalmente, se tienen actividades operativas a nivel internacional en las Repúblicas de Ecuador, Bolivia y Cuba.

Los principales servicios de la Filial están orientados hacia las siguientes actividades:

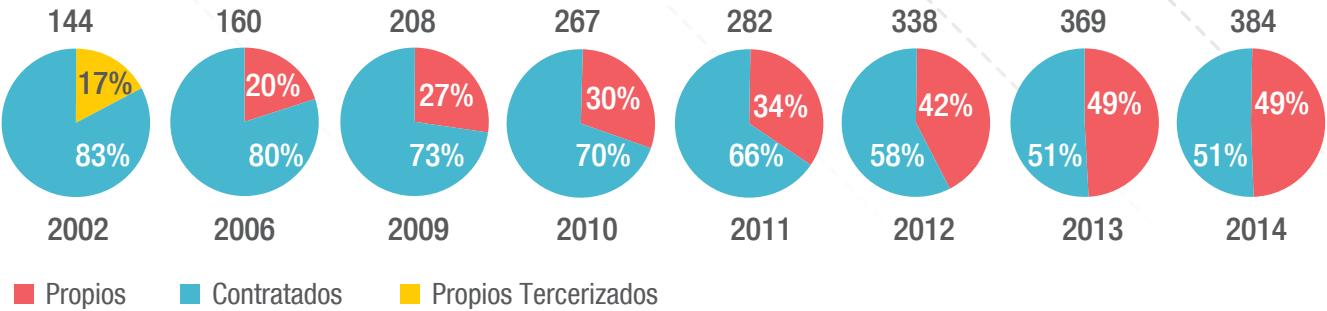
- Construcción y mantenimiento de pozos
- Servicios especializados a pozos
- Logística, suministro y mudanza
- Geofísica y Geodesia

Distribución General de Taladros

Con la implantación de la política de Plena Soberanía Petrolera, posterior al paro-sabotaje petrolero, se logró incrementar 32% el número de taladros, para el control de las actividades, ubicando el parque de taladros propios en 49% para el año 2014.

GRÁFICO • RELACIÓN DE TALADROS PROPIOS VS. CONTRATADOS

Taladros Operativos:



A continuación se presentan los resultados operacionales obtenidos por la filial PDVSA Servicios Petroleros, S.A. en 2014 y su comparación con el año 2013.

114 y Oriente: 63) vs. 369 en 2013. Adicionalmente, para atender compromisos internacionales adquiridos, se encuentran cinco taladros en Ecuador y uno en Bolivia, para un total de seis taladros propios operativos en el ámbito internacional.

Parque de Taladros Operativos Fin de Periodo (F/P)

En 2014, el parque de taladros operativos destinados a la generación de potencial y mantenimiento de la base de producción en el ámbito nacional se ubicó en 384 a final del período (Faja: 207; Occidente:

Para el cierre diciembre de 2014, el parque de taladros operativos de la Filial PDVSA Servicios Petroleros S.A., presenta un total general de 390, de los cuales 49% son equipos propios y 51% contratados.

TABLA • PARQUE DE TALADROS OPERATIVOS FIN DE PERIODO (F/P) AÑO 2014 VS. 2013

TALADROS OPERATIVOS	AÑO 2014			AÑO 2013		
	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL
Región Faja	104	103	207	97	90	187
Región Occidente	57	57	114	56	57	113
Región Oriente	23	40	63	26	43	69
TOTAL NACIONAL	184	200	384	179	190	369
Bolivia	1	0	1	1	-	1
Ecuador	5	0	5	5	-	5
TOTAL INTERNACIONAL	6	0	6	6	-	6
TOTAL GENERAL	190	200	390	185	190	375



Taladros Activos Fin de Período (F/P) 2009 – 2014

A diciembre 2014, en el ámbito nacional se alcanzó la cantidad de taladros activos fin de periodo, de 333 taladros activos vs. 322 taladros en el año 2013.

TABLA • TALADROS ACTIVOS FIN DE PERÍODO 2009 - 2014

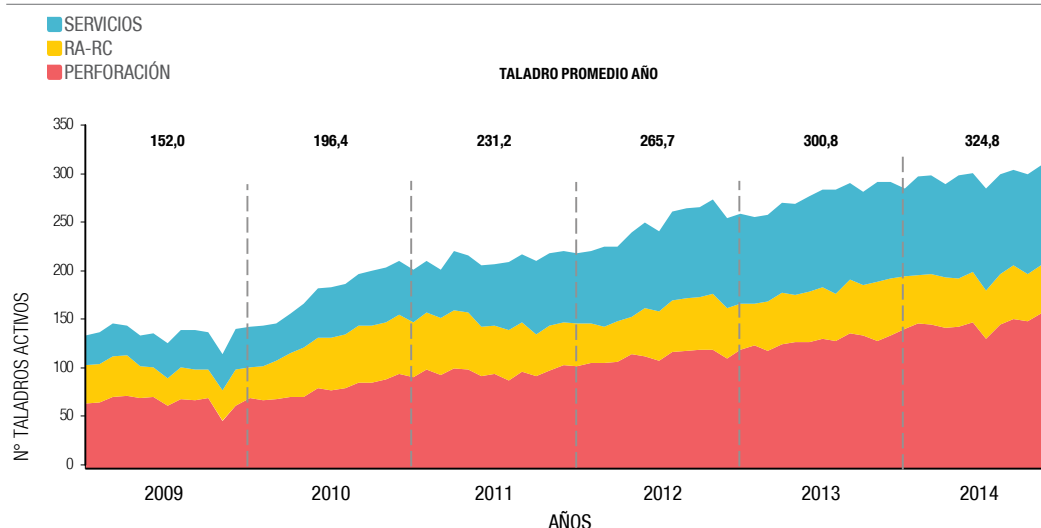
TALADROS ACTIVOS FIN DE PERÍODO	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Perforación	71	107	116	124	149	169
RA-RC	40	66	49	57	65	51
Servicios	46	60	79	100	108	113
TOTAL GENERAL	157	233	244	281	322	333

Comportamiento Taladros Año Activo Promedio (T/A) 2009 - 2014

Durante los últimos seis años, se ha logrado un crecimiento sostenido de los taladros promedio, pasando de 152,0 T/A en 2009 a 324,8 T/A (Perforación: 160,3 T/A, Rehabilitación: 56,3 T/A y Servicios: 108,2 T/A) al cierre de diciembre 2014, representando

un incremento de 113,7% con respecto al año 2009 y 8,0% con respecto al año 2013 (300,8 T/A). A continuación se presenta el comportamiento de taladros:

GRÁFICO • COMPORTAMIENTO ANUAL DE TALADROS ACTIVOS 2009 - 2014



Pozos Trabajados

Se ejecutó un total de 11.302 trabajos a pozos (Perforación: 1.208, Ra/Rc: 535 y Servicios: 9.559), distribuido por región de la siguiente manera: Faja: 6.857; Occidente: 4.214; Oriente: 107; Costa Afuera: 3 y PDVSA Gas: 121.

Trabajos de Subsuelo

Estas actividades complementan el mantenimiento de la base de producción, se atendieron 13.386 trabajos de subsuelo (Faja: 2.343, Occidente: 3.276, Oriente: 3.096, Costa Afuera: 23 y PDVSA Gas: 4.648). En la siguiente tabla se muestra los trabajos de subsuelo comparativo año 2013 vs. 2014:

TABLA • TRABAJOS DE SUBSUELO 2014 Vs. 2013

NEGOCIO	TIPO DE ACTIVIDAD	REAL 2013	REAL 2014
REGIÓN FAJA	GUAYA FINA	684	929
	ESTIMULACIÓN	895	625
	COILED TUBING	169	85
	GUAYA ELÉCTRICA REGISTROS	4	580
	GUAYA ELÉCTRICA CAÑONEO	9	94
	SNUBBING	1	0
	SUABO	0	30
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	0	0
TOTAL DEP FAJA Y NUEVOS DESARROLLOS		1.762	2.343
REGIÓN OCCIDENTE	GUAYA FINA	1.815	2.433
	ESTIMULACIÓN	455	221
	COILED TUBING	261	139
	GUAYA ELÉCTRICA REGISTROS	52	279
	GUAYA ELÉCTRICA CAÑONEO	128	126
	SNUBBING	131	78
	SUABO	0	0
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	0	0
TOTAL DEP OCCIDENTE		2.842	3.276
REGIÓN ORIENTE	GUAYA FINA	1.288	1.751
	ESTIMULACIÓN	49	182
	COILED TUBING	507	451
	GUAYA ELÉCTRICA REGISTROS	286	208
	GUAYA ELÉCTRICA CAÑONEO	390	504
	SNUBBING	10	0
	SUABO	0	0
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	75	0
TOTAL DEP ORIENTE		2.605	3.096



NEGOCIO	TIPO DE ACTIVIDAD	REAL 2013	REAL 2014
COSTA AFUERA	GUAYA FINA	15	16
	ESTIMULACIÓN	1	0
	COILED TUBING	19	2
	GUAYA ELÉCTRICA REGISTROS	2	0
	GUAYA ELÉCTRICA CAÑONEO	4	5
	SNUBBING	0	0
	SUABO	0	0
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	0	0
TOTAL DEP COSTA AFUERA		41	23
PDVSA GAS	GUAYA FINA	2.471	2.751
	ESTIMULACIÓN	439	234
	COILED TUBING	187	388
	GUAYA ELÉCTRICA REGISTROS	15	197
	GUAYA ELÉCTRICA CAÑONEO	235	293
	SNUBBING	0	0
	SUABO	842	785
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	234	0
TOTAL PDVSA GAS		4.423	4.648
TOTAL NACIÓN	GUAYA FINA	6.273	7.880
	ESTIMULACIÓN	1.839	1.262
	COILED TUBING	1.143	1.065
	GUAYA ELÉCTRICA REGISTROS	359	1.264
	GUAYA ELÉCTRICA CAÑONEO	766	1.022
	SNUBBING	142	78
	SUABO	842	815
	BHP-BHT EST. Y FLUY.	309	0
TOTAL GENERAL		11.673	13.386

Incorporación de Equipos

Taladros

En el año 2013, se inició el proceso de adquisición de 14 taladros de rehabilitación y servicios (4 de 750 HP y 10 de 150 HP), cuya situación al cierre de diciembre 2014 es la siguiente:

- Cuatro taladros de 750 HP arribaron a Venezuela en 2014 y se encuentran operativos.
- Diez taladros tipo Flush By de 150 HP. Ubicados en la República Popular China 100% construidos y probados con fecha estimada de arribo al país para el primer semestre de 2015.

Estos taladros se adicionan a los 112 taladros adquiridos en los años 2011-2012, para un total de 126 taladros propios, tal como se muestra en la tabla siguiente:

TABLA • DISTRIBUCIÓN DE TALADROS

TALADROS 2011-2012	DISTRIBUCIÓN	CANTIDAD DE TALADROS POR POTENCIA			TOTAL
		TALADROS (750 HP)	TALADROS (FLUSH BY 150HP)	TOTAL	
80	FAJA	1	10	11	91
19	OCCIDENTE	2	-	2	21
10	ORIENTE	1	-	1	11
3	INTERNACIONAL (ECUADOR)	-	-	-	3
112	TOTAL GENERAL	4	10	14	126

Equipos de Servicios Especializados a Pozos

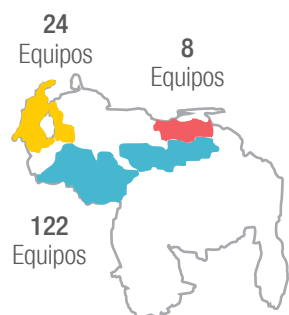
Al cierre de diciembre 2014, se encontraban en el país 155 equipos de servicios especializados a pozos (92 sets de perforación direccional, 44 unidades de cementación, 13 tubería continua y seis unidades hidráulicas) pertenecientes al grupo de 167 equipos (92 sets de perforación direccional, 48 unidades de cementación, 21 equipos de tubería continua y seis unidades hidráulicas), adquiridos en el año 2013 y considerados dentro de las líneas críticas de servicios especializados a pozos, con el fin de desarrollar la actividad mediante esfuerzo propio, proporcionando a la industria el manejo seguro y confiable de sus operaciones en el marco de la independencia tecnológica.

Del total de 155 equipos en Venezuela, 33 iniciaron operaciones (17 herramientas de perforación direccional, 11 unidades de cementación y cinco tuberías continuas en las regiones Faja, Occidente y Oriente), marcando un hito en el inicio de estas actividades con esfuerzo propio que históricamente ha sido ejecutada en el país por empresas contratistas.

A continuación se muestra la distribución por región de los 155 equipos en territorio venezolano:

TABLA • DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS DE SERVICIOS ESPECIALIZADOS A POZOS

En Venezuela



■ Occidente ■ Faja ■ Oriente

LÍNEAS DE SERVICIOS	OCCIDENTE	FAJA	ORIENTE	TOTAL POR LÍNEA DE SERVICIO
PERFORACIÓN DIRECCIONAL	12	80	-	92
UNIDAD DE COMENTACIÓN	6	34	4	44
TUBERÍA CONTINUA	2	8	3	13
UNIDAD HIDRÁULICA	4	-	2	6
TOTAL GENERAL	24	122	9	155



FIGURA • EQUIPOS DE SERVICIOS ESPECIALIZADOS A POZOS



HERRAMIENTA DIRECCIONAL



TUBERÍA CONTINUA



UNIDAD DE SEGMENTACIÓN



UNIDAD HIDRÁULICA

Flota Vehicular Pesada

En el año 2013 se inició la adquisición de 2.287 unidades de flota pesada: 1.193 para movilización; 694 para izamiento; 304 para acarreo de fluidos; 30 para construcción civil y 66 para servicios especiales. Para el cierre de 2014, se cuenta con un total de 797 unidades 100% fabricados, de las cuales 86 han arribado a Venezuela y se encuentran ubicadas en las siguientes regiones operacionales:

- Faja: 37 camiones volteo de 20 mts³, 27 camiones tipo vactor de 85 Bls, siete montacargas de 7-16 toneladas.
- Occidente: dos camiones volteo de 20 mts³, dos camiones tipo vactor de 85 Bls, 11 montacargas de siete toneladas.

De igual manera, se tienen 312 unidades en proceso de fabricación con un avance promedio de 45%, mientras que el total restante (1.178 unidades) se encuentra en proceso de fabricación con un avance promedio de 10%.

TABLA • AVANCE EN LA FABRICACIÓN DE EQUIPOS DE FLOTA PESADA

EQUIPOS	ADQUISICIÓN DE EQUIPOS POR REGIÓN			TOTAL ADQUISICIÓN	AVANCE
	FAJA	OCCIDENTE	ORIENTE		100% FABRICADOS
MOVILIZACIÓN	578	368	247	1.193	370
IZAMIENTO	308	203	183	694	228
ACARREO DE FLUIDOS	145	67	92	304	109
CONSTRUCCIÓN CIVIL	4	18	8	30	24
SERVICIOS ESPECIALES	45	10	11	66	66
TOTAL GENERAL	1.080	666	541	2.287	797

FIGURA • EQUIPOS DE FLOTA VEHICULAR PESADA



Taladros Escuela

En 2014, arribaron al país tres taladros escuela de 350 HP, adquiridos en el año 2013, estos incluyen: sala de simulación, top drive, cámara de video ajustable, proyectores, equipamiento de sonido, dispositivos de seguridad, entre otros. A la fecha, dichos taladros se encuentran en proceso de alistamiento para iniciar su funcionamiento en las regiones Faja y Occidente, con la finalidad de continuar con el plan acelerado de adiestramiento al personal en las pericias críticas del negocio.

Laboratorios de Cementación y Talleres de Herramientas de Perforación Direccional.

En 2013, se inició la adquisición de cinco laboratorios de cementación y cinco talleres para el mantenimiento de herramientas de perforación direccional. Para el año 2014, se tiene un avance promedio en la construcción de los talleres de 70% y 78% para los laboratorios. La entrega de estos talleres se realizará durante el 2015.

Los mismos estarán distribuidos geográficamente por regiones, tal como se detalla en la siguiente tabla:

TABLA • DISTRIBUCIÓN DE LABORATORIOS Y TALLERES

REGIÓN	LABORATORIOS DE CEMENTACIÓN	TALLERES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	TOTAL
FAJA	3	3	6
OCCIDENTE	1	1	2
ORIENTE	1	1	2
TOTAL GENERAL	5	5	10

Tráileres

En 2014, se culminó 100% la construcción de los 904 tráileres cuya adquisición se inició en agosto 2013, con el fin de garantizar una mejor calidad de vida para las cuadrillas de trabajadores y trabajadoras en áreas operacionales, destinados a brindar espacios confortables en el ambiente de trabajo y mejores condiciones laborales asociadas con la actividad de taladros y servicios especializados a pozos con esfuerzo propio. La fecha estimada de entrega de estos tráileres está prevista para el 2015. A continuación su distribución por región en función del número de taladros operativos:

TABLA • ADQUISICIÓN DE TRÁILERES

REGIÓN	CANTIDAD DE TRÁILERES ASIGNADOS		TOTAL
	TALADROS	SERVICIOS ESPECIALIZADOS A POZOS	
FAJA	290	63	353
OCCIDENTE	301	37	338
ORIENTE	190	23	213
TOTAL GENERAL	781	123	904



Geofísica y Geodesia

A continuación se presentan los resultados en las actividades de adquisición y procesamiento de datos en los servicios de Geofísica y Geodesia:

Adquisición de Data Sísmica Nacional e Internacional

Se culminaron cuatro proyectos en adquisición de data sísmica 3D (terrestre) de 182,95 Km² y data sísmica 2D (terrestre y marina) de 747,48 Km lineales. Asimismo, se encuentran en progreso dos proyectos, los cuales se estiman finalizar en 2015. A continuación se detallan:

TABLA • PROYECTOS DE ADQUISICIÓN DE DATA SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL

CLIENTE	PROYECTO	REGIÓN	2014	FECHAS	
			REAL	INICIO	FIN
INTERNACIONAL-PETROANDINA	IÑAU 2D	BOLIVIA	497,5	19/10/13	16/06/14
PDVSA CUBA -CUPET	CUBA HORTS 2D (Marino)	CUBA	250,0	18/09/14	23/09/14
ADQUISICION 2D TERRESTRES / MARINOS (kms LINEALES)			747,48		
PETROCARABOBO	RIO CLARO 10M 3D	FPO	159,9	02/05/12	28/08/14
PETROJUNÍN	ZUATA 11M 3D 3C	FPO	-	11/12/13	31/08/15
PETROPIAR	HUYAPARI 11M 3D 3C	FPO	23,1	19/11/12	31/01/14
PETROPIAR	HUYAPARI 3D EXTENSION	FPO	-	28/03/14	28/02/15
ADQUISICIÓN 3D TERRESTRES / MARINOS (km ²)			182,95		

◆ Proyecto culminado

Procesamiento de data sísmica Nacional e Internacional

Se culminó un proyecto en procesamiento de data sísmica 2D para un total de 529 km lineales asociados a 10.935 registros.

Asimismo, se encuentran en progreso siete proyectos, los cuales se estiman finalizar en 2015. A continuación se detallan:

TABLA • PROCESAMIENTO DE DATA SÍSMICA NACIONAL E INTERNACIONAL

CLIENTE/NEGOCIO	PROYECTO	REGIÓN	REAL		FECHAS	
			km / km ²	REGISTROS	INICIO	FIN
PDVSA BOLIVIA	IÑAU 12G 2D	BOLIVIA	499	19.901	22/08/14	20/02/15
PDVSA CUBA	GUANAHACABIBES 13VCU 3D	CUBA	1636	222.357	20/10/14	13/10/15
PDVSA CUBA / EXPLORACIÓN	PROCESAMIENTO CUBA YUCATÁN 2D ALTA RESOLUCIÓN EXTENSIÓN	CUBA	529	10.935	01/03/13	28/02/14
PROCESAMIENTO 2D TERRESTRES / MARINOS (Kms)			529	10.935		
EMPRESA MIXTA PETROPIAR	HUYAPARI 11M 3D3C	FPO	117	31.344	02/06/14	14/07/14
EMPRESA MIXTA PETROURICA	EL DESTINO 11M 3D3C	FPO	352	98.685	21/10/13	31/01/15
EMPRESA MIXTA PETROMACAREO	EL VEDERO 10M 3D3C	FPO	309	65.463	01/08/12	31/01/14
PRODUCCIÓN	VOLUMEN INTEGRADO SANTA BARBARA 3D	ORIENTE	1.177	70.632	07/05/12	01/04/14
PRODUCCIÓN	VOLUMEN INTEGRADO JUSEPÍN COTOPERÍ 3D	ORIENTE	616	26.197	07/05/12	01/04/14
PROCESAMIENTO 3D TERRESTRES / MARINOS (Km)			-	-		

◆ Proyecto culminado

Servicios Geodésicos

En 2014, se realizaron 51 servicios referentes a la adquisición de datos geodésicos, sensores remotos, cartografía y SIG (Sistema de Información Geográfica), a continuación se detallan:

- **Adquisición de datos geodésicos:** Se culminaron 11 servicios asociados a 479 km² de estudio de factibilidad de aplicación de técnicas INSAR (Interferometría de Radar de Apertura Sintética) y estudios geotécnicos y meteoceánicos; 1.345 puntos geodésicos para medición con el Sistema Satelital de Navegación Global (GNSS, por sus siglas en inglés) en pozos PDVSA Gas Anaco, así como 1.010 procesamientos de datos GNSS para certificación de coordenadas de pozos.
- **Sensores remotos:** Se culminaron 12 servicios asociados a 134 imágenes y 8.948 km² de adquisición, procesamiento e interpretación de imágenes digitales.
- **Cartografía y Sistemas de Información Geográfica (SIG):** Se culminaron 28 servicios asociados a la generación de 196 mapas y 3.925 km² de información cartográfica.

Conformación de Empresas de Capital Mixto (ECM)

El plan de conformación de Empresas de Capital Mixto (ECM) del año 2014, contempla ocho proyectos para establecer alianzas con socios estratégicos: dos ECM, en las que se logró completar 86% (la ejecución real por ECM fue 100% conformada con Organismo de Integración Petrovenezolana de Servicios R.S. y 72% con Alex Advanced Logging And Explosives, C.A.), para las restantes seis ECM en proceso de conformación, se logró completar 46% (la

ejecución real de los proyectos a conformar al cierre de diciembre: 61% ECM con Proambiente, S.A. (PROAMSA), 75% ECM con Rosneft, 51% ECM con Petrovietnam Drilling and Well Services (PV Drilling), 21% ECM con Cementaciones Petroleras Venezolanas, S.A. (CPVEN), 38% ECM con Shandong Kerui Petroleum Equipment CO., Ltd. y 32% ECM con CNPC-Great Wall Drilling Company (GWDC).

En 2014, las ECM conformadas y por conformar, tuvieron los siguientes logros:

- Se registró el 06 de enero de 2014, la filial de PSPSA con el Organismo de Integración Petrovenezolana de Servicios, RS (OIPVS), bajo el nombre Petrovenezolana de Servicios S.A., con personal 100% venezolano y capacitado por PDVSA.
- El 31 de enero de 2014, la Filial Sísmica Bielovenzolana S.A., culminó el Proyecto Huyapari 11M 3D 3C (31.224 Pt's) para CVP Empresa Mixta Petropiar, con alcance de 116 Km². El 28 de marzo de 2014, esta filial inició una extensión de dicho proyecto con alcance de 36 km² (13.020 Pt's).
- El 28/08/2014, la Filial Sísmica Bielovenzolana S.A., finalizó con éxito el proyecto Río Claro para CVP Empresa Mixta Petrocarabobo, con alcance de 418 km² y 102.945 Pt's.
- La Filial VENCANA Servicios Petroleros, S.A., inició las operaciones el 03 de noviembre de 2014, con la prestación del servicio de guaya fina en las operaciones de subsuelo en el oriente del país, convirtiéndose así en la primera filial de PSPSA en ejecutar servicios especializados a pozos, que competirá en el mercado mundial.





TABLA • ACTIVIDAD INTERNACIONAL

ACTIVIDAD INTERNACIONAL	AVANCES
Acuerdo Interinstitucional en el sector energético suscrito el 23 de enero de 2006, entre los Gobiernos de Bolivia y Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> Se está realizando mantenimiento preventivo del Taladro PDV-08 en predio de YPFB Distrito Comercial Oriente.
Alianzas para el crecimiento económico y social equilibrado entre la República de Cuba y la República Bolivariana de Venezuela (Proyecto del segundo pozo exploratorio en aguas ultra profundas ubicado en Cuba)	<ul style="list-style-type: none"> Se realizó presentación y entrega del programa general de perforación e ingeniería básica del pozo LQC-X1, ante los representantes de YPFB. Se dio inicio a las actividades de perforación de hoyo piloto de 12 ¼ en LQC-X1. Se continúa elaborando el capítulo de operaciones de la ingeniería conceptual de la localización Horst-1X (DSD 2) correspondiente a los capítulos de logística marina, aérea y operaciones, con un avance de 50%. En proceso procura de materiales, incluyendo revestidores de contingencia y tubulares de gran diámetro. Se entregó memo y especificaciones técnicas a la Gerencia de Proyecto Exploratorio de PDVSA Cuba S.A., para el servicio de movilización de equipos contra derrames desde Venezuela hasta Cuba; en espera de su aprobación. Se presentaron resultados de evaluación. En proceso de movilización del cabezal submarino principal y revestidores de gran diámetro (20 pulgadas y 36 pulgadas) desde Escocia hasta Cuba.
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	<ul style="list-style-type: none"> Se completó un parque de cinco taladros de perforación de 2000 HP (PDV-79, CPV-16, CPV-23, PDV-80 y PDV-81), con tecnología de punta y personal especializado, los cuales se encuentran operando en el Campo Sacha en conjunto con la Empresa Mixta Río Napo.

PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.

Durante el año 2014, PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., orientó su gestión en la ejecución de los servicios de visualización, conceptualización, diseño e IPC de 26 proyectos distribuidos en la FPO Hugo Chávez Frías y en proyectos para el manejo, almacenamiento y transporte de crudo y derivados en territorio nacional e internacional; del mismo modo, la filial continuó en la gerencia e inspección de 21 proyectos no petroleros, como puentes, teleféricos, sistemas ferroviarios y soluciones habitacionales.

PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., obtuvo los siguientes logros en los sectores petroleros y no petroleros.

Petroleros:

- Finalizado el servicio para la ingeniería básica del Mejorador de Crudo Petrocarabobo; así como el estudio de las capacidades

para el área de ingeniería de detalle, construcción, modularización y desarrollo de potenciales contratistas de contenido local para la ejecución del IPC del proyecto.

- Finalizada la ejecución de la ingeniería conceptual del proyecto Oleoducto FPO Hugo Chávez Frías a refinerías venezolanas.
- Finalizada la ingeniería conceptual del proyecto Oleoducto Caño Limón.
- Finalizada la ingeniería de detalle del proyecto Servicios Integrales de Construcción de una Macolla para la Producción Temprana de Petrojunín, S.A. Actualmente está en construcción.
- Se concluyó la ingeniería básica del proyecto de la Planta Despojadora de Nafta de 270 MBD ubicada en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui, estado Anzoátegui y se inició el IPC de este proyecto.
- Se inició la ejecución de la ingeniería conceptual y básica del Proyecto Expansión de Producción de 165 MBD a 330 MBD de crudo extrapesado en las instalaciones de Petrolera Sinovensa.

No Petroleros:

- Entrega de la Estación Barinitas y la entrada del Sistema Teleférico de Mérida ubicado en el parque Sierra Nevada, estado Mérida.
- Construcción con esfuerzo propio del cuerpo de diques del proyecto Control del Nivel del lago Los Tacarigua.
- En el marco de la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV) han sido entregadas 18.522 viviendas a nivel nacional.

PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.

Conformada en 2008, es una filial de PDVSA orientada hacia el sector No Petrolero con el objetivo de desarrollar la infraestructura de carácter no industrial y social que se generó como requerimiento del Plan Siembra Petrolera. Posteriormente ha brindado apoyo en el cumplimiento de las metas de proyectos urbanísticos, construcción de viviendas y atención a comunidades que habitan en condiciones de vulnerabilidad, enmarcadas en la GMVV.

En el año 2014, la filial ejecutó los siguientes proyectos:

Construcción de viviendas: Se culminaron 182 viviendas en el ámbito nacional, asociadas a la GMVV.

Desarrollo y definición de proyectos: Culminadas y entregadas 20 ingenierías.

Construcción de Infraestructura Social No Industrial:

- Reacondicionamiento de sala de emergencias, Clínica Industrial PDVSA Gas Anaco.
- Construcción de PDVAL y reacondicionamiento área recreacional en INTEVEP Los Teques, estado Miranda.
- Ampliación y rehabilitación de la Escuela Concentrada GUAIMITO, estado Barinas.
- Restauración de cancha deportiva, Centro de Participación Socialista Simón Bolívar, PDVSA Producción Gas Anaco.
- Construcción de 800 m de línea eléctrica de 13,8 kw, para la alimentación del Conjunto Residencial Agua Miel.
- Mantenimiento de 10,9 km de vías residenciales y urbanas, con colocación de 14.200 toneladas de asfalto.





NUEVOS NEGOCIOS • FILIALES NO PETROLERAS





Compromisos y **CONTINGENCIAS**





COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

Garantías

Al 31 de diciembre de 2014, algunas filiales de Petróleos de Venezuela, S.A., 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	BOLÍVARES	AÑO DE TERMINACIÓN
CITGO	6	125	2015

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos, producto de garantías, no han sido significativos.

Durante los años 2014, 2013 y 2012, CITGO ha garantizado deudas de afiliadas, incluyendo cartas de crédito y financiamientos para adquisición de equipo de comercialización.

Acuerdos con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

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

en la producción de petróleo crudo como resultado de cambios en las cuotas de producción de la OPEP, no ha tenido un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de PDVSA, su flujo de caja y sus resultados financieros.

Litigios y Reclamos

Gulmar Offshore Middle East LLC y Kaplan Industry Inc.

En noviembre de 2013, fue dictado un laudo arbitral iniciado por Gulmar Offshore Middle East LLC y Kaplan Industry Inc., en contra de PDVSA, correspondiente a la decisión de terminación unilateral anticipada de contrato por parte de PDVSA. En el laudo se determinó una indemnización por \$644 millones (Bs.4.057 millones). Al 31 de diciembre de 2014, se encuentra pagado en su totalidad.

Otros Litigios y Reclamos

Al 31 de diciembre de 2014, PDVSA está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por \$311 millones (Bs.6.478 millones). En opinión de la gerencia y sus asesores legales, la disposición final de estos reclamos no tendrá un efecto material adverso sobre la posición financiera de PDVSA, los resultados de sus operaciones o su liquidez.



Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en el rubro de provisiones, una estimación al 31 de diciembre de 2014, por \$916 millones (Bs.19.071 millones), [\$983 millones (Bs.6.194 millones) en 2013 y \$1.244 millones (Bs.5.350 millones) en 2012] (véase la nota 22). A pesar de que no es posible predecir la resolución final de estas demandas y reclamos, la gerencia, basada en parte en la recomendación de sus asesores legales, no considera que sea probable que pérdidas asociadas con los mencionados procedimientos legales, que excedan los estimados ya reconocidos, generen montos importantes para la situación financiera de 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 \$1,06 millones (Bs.22 millones) para completar la implementación del sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA). Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, a través del cual se ejecutaron \$22 millones (Bs.458 millones) en el año 2014, en proyectos de adecuación ambiental y otras inversiones relacionadas con el ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de aproximadamente \$379 millones (Bs.7.891 millones) para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2014 y 2018. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 se mantienen provisiones para cubrir los costos de remediación de asuntos ambientales.

Además, como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental en relación con los pasivos que se generaron hasta el año 2004. Este contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones,

equipos abandonados y a dismantelar; áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó los pasivos relacionados con el saneamiento y la restauración del ambiente y reconoció como gastos de operación en los resultados de los años 2014, por \$514 millones (Bs.10.701 millones), [\$206 millones (Bs.1.298 millones) en 2013 y \$176 millones (Bs.757 millones) en 2012].

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (Environmental Protection Agency - EPA) y otras agencias reguladoras, que incluyen notificaciones bajo el Federal Clean Air Act y podría ser designada como parte potencialmente responsable (PRP), conjuntamente con otras compañías, con respecto a las localidades que se encuentran bajo el Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act (CERCLA). Estas notificaciones se están revisando y, en algunos casos, se están tomando acciones de recuperación. CITGO se encuentra comprometida con negociaciones para establecer acuerdos con los organismos mencionados anteriormente.

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

Otros Asuntos

A través de sus mecanismos de control, PDVSA ha identificado posibles actos irregulares sobre los cuales se han iniciado las correspondientes investigaciones con la finalidad de subsanar cualquier debilidad de control interno que pudiera haber permitido esas situaciones, determinar posibles responsabilidades e impactos, y resarcir cualquier posible daño patrimonial, de existir alguno.

Con base en el avance de las investigaciones iniciadas por PDVSA, el gobierno corporativo y sus asesores legales consideran que el resultado final no tendrá un impacto material sobre los estados financieros consolidados de PDVSA al 31 de diciembre de 2014 y por el año entonces terminado. Esas investigaciones se estiman completar en los próximos meses.



The background image shows a modern building with a glass facade and a mural on the left side. The mural depicts a historical figure, likely Simón Bolívar, with the text "DEFENDRA LA VICTORIOSA E SIMÓN BOLÍVAR" visible. A red semi-transparent overlay covers the top half of the image, and a red banner is at the bottom. The title "Análisis Operacional Y FINANCIERO" is written in white text on the red overlay.

Análisis Operacional Y FINANCIERO

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 2014 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 del apoyo a misiones, programas sociales y planes de inversión social llevados a cabo por el Gobierno Nacional.



RESUMEN EJECUTIVO

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 fue de 46 MBD, en fecha 24 de octubre de 2008 fue de 124 MBD y en fecha 17 de diciembre de 2008 fue de 189 MBD, entrando en vigencia este último recorte

el 1° de enero de 2009 y manteniéndose durante el año 2012, 2013 y 2014.

En cuanto a los precios del crudo, estos estuvieron influenciados por la volatilidad de los mercados bursátiles y a las expectativas de crecimiento económico en los principales países consumidores. En el año 2014, la cesta de exportación venezolana de crudo y producto se ubicó en 88,42 US\$/BI, representando una disminución de 9,66 US\$/BI (10%) con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2013.

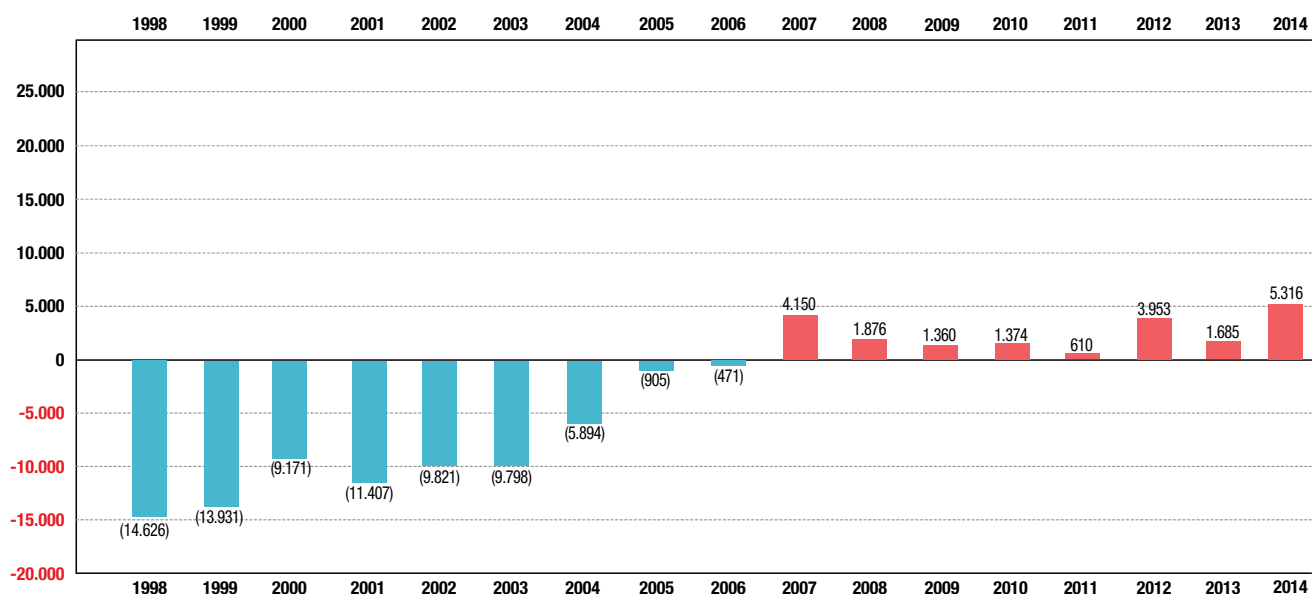
Al cierre del ejercicio económico del año 2014, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las ganancias no distribuidas de 5.316 millones de dólares, significativamente diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en el siguiente cuadro:



TABLA • COMPOSICIÓN/DETALLE DEL PATRIMONIO DE PDVSA

MMUS\$	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Capital Social	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094
Ganancias Retenidas																	
Reservas Legales y Otras	23.341	21.484	15.617	16.743	16.118	14.229	14.677	6.952	8.860	8.825	8.662	8.706	8.046	8.843	8.133	7.557	7.567
Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	5.316	1.685	3.953	610	1.374	1.360	1.876	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	11.407	(9.171)	(13.931)	(14.626)
Total Ganancias Retenidas	28.657	23.169	19.570	17.353	17.492	15.589	16.553	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte Adicional	-	-	3.243	3.243	5.243	7.243	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Atribuible al Accionista	67.751	62.263	61.907	59.690	61.829	61.926	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	22.006	22.223	10.579	9.939	9.367	9.067	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio	89.757	84.486	72.486	69.629	71.196	70.993	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035

TABLA • GANANCIAS (PÉRDIDAS) RETENIDAS



APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

Los aportes fiscales pagados a la Nación en el ejercicio 2014 se ubicaron en 168.774 millones de bolívars, aumentando en 57.702 millones de bolívars; es decir 52% con respecto al año

2013, que fue de 111.072 millones de bolívars. 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 BOLÍVARES

APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	2014	2013	2012	2011	2010
Regalía	80.788	70.866	50.549	53.632	39.879
Impuesto de Extracción	8.319	6.291	4.941	6.510	5.134
ISLR	73.469	26.643	26.765	16.888	8.973
Dividendos	6.000	6.000	6.000	4.300	4.300
Impuesto Superficial	-	1.025	562	387	404
Impuesto al Registro de Exportación	198	247	165	119	223
TOTAL APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	168.774	111.072	88.982	81.836	58.913

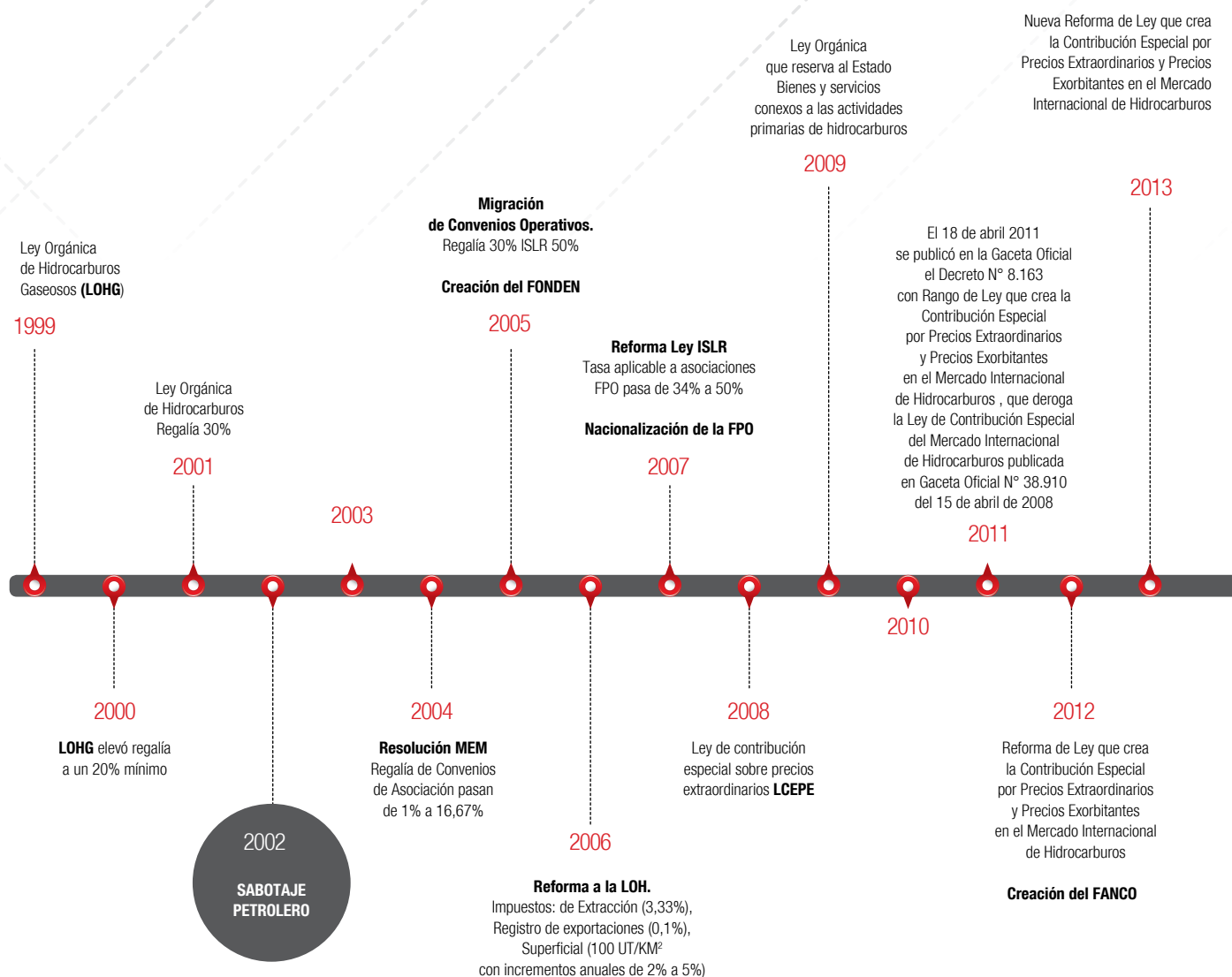
NOTA: Las cifras mostradas en este cuadro corresponden a los pagos efectivamente realizados durante los años correspondientes, los cuales difieren ligeramente a los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con los principios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

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



LEGISLACIÓN PETROLERA





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 refinerías, rendimiento de productos, márgenes de refinación y costos de refinación.

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

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

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

la cuota de mercado nacional e internacional como el mercado del gas natural licuado.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Oriente 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, con la finalidad de minimizar el posible impacto negativo de su comportamiento, por lo tanto, PDVSA mantiene adecuados niveles de liquidez financiera y deuda, asegurando que las distribución de activos sea flexible, teniendo fuentes múltiples de suministro y un portafolio de clientes diversificado, monitoreando y analizando las condiciones del mercado sobre una base continua.



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

Resumen Consolidado de Información Financiera

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE				
	2014	2013	2012	2011	2010
Operaciones continuas:					
INGRESOS:					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	105.271	113.979	124.459	124.754	94.929
Ingresos financieros	23.168	20.347	3.152	765	419
	128.439	134.326	127.611	125.519	95.348
COSTOS Y GASTOS:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	37.754	37.017	40.012	39.783	34.017
Gastos de operación	24.494	22.544	22.974	14.511	12.372
Gastos de exploración	84	176	492	163	147
Depreciación y amortización	8.441	8.335	7.105	6.871	6.037
Gastos de venta, administración y generales	9.211	4.217	3.998	3.730	3.729
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13.466	19.262	17.730	17.671	13.904
Gastos financieros	4.082	2.934	3.401	3.649	8.810
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	67	33	(64)	278	184
Otros egresos, neto	10.554	3.105	3.013	3.501	2.039
	108.153	97.623	98.661	90.157	81.239
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	20.286	36.703	28.950	35.362	14.109
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	5.321	13.023	17.336	30.079	7.018
Ganancia antes del impuesto sobre la renta	14.965	23.680	11.614	5.283	7.091
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:					
Gasto de impuesto corriente	10.502	12.939	4.982	5.171	6.911
Beneficio (gasto) de impuesto diferido	(4.611)	(5.094)	2.297	(3.164)	(3.062)
	5.891	7.845	7.279	2.007	3.849
Ganancia neta de operaciones continuas	9.074	15.835	4.335	3.276	3.242
Operaciones descontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto		-	-	1.353	(558)
Ganancia neta	9.074	15.835	4.335	4.629	2.684
OTROS RESULTADOS INTEGRALES:					
Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes					
Resultados actuariales por beneficios a empleados, netas de impuesto	1.390	(3.824)	792	(269)	(1.543)
Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes					
Diferencias en conversión de operaciones	2.001	896	22	87	38
Total otros resultados integrales	3.391	(2.928)	814	(182)	(1.505)
Total ganancia integral	12.465	12.907	5.149	4.447	1.179
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	7.386	14.254	2.798	2.773	1.829
Participaciones no controladoras	1.688	1.581	1.537	1.856	855
Ganancia neta	9.074	15.835	4.335	4.629	2.684

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE				
	2014	2013	2012	2011	2010
Propiedades, plantas y equipos, neto	141.248	129.831	115.905	98.221	87.632
Efectivo restringido	284	227	218	314	604
Otros activos no corrientes	30.020	33.330	27.419	26.938	14.281
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	171.552	163.388	143.542	125.473	102.517
Inventarios	11.764	12.963	11.606	10.116	8.938
Documentos y cuentas por cobrar	24.357	36.020	41.706	31.576	20.028
Efectivo restringido	1.292	1.327	2.112	1.714	1.678
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.911	9.133	8.233	8.610	6.017
Otros activos corrientes	9.884	8.289	11.225	4.665	12.587
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	55.208	67.732	74.882	56.681	49.248
TOTAL ACTIVO	226.760	231.120	218.424	182.154	151.765
PATRIMONIO					
Patrimonio¹	89.757	84.486	72.486	69.629	71.196
PASIVO					
Deuda financiera	39.871	36.353	35.647	32.496	21.346
Otros pasivos no corrientes	46.094	45.055	39.231	32.996	16.021
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	85.965	81.408	74.878	65.492	37.367
Deuda financiera	5.865	7.031	4.379	2.396	3.604
Impuesto sobre la renta por pagar	9.554	10.116	2.267	4.452	5.878
Otros pasivos corrientes	35.619	48.079	64.414	40.185	33.720
TOTAL PASIVO CORRIENTE	51.038	65.226	71.060	47.033	43.202
TOTAL PASIVO	137.003	146.634	145.938	112.525	80.569
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	226.760	231.120	218.424	182.154	151.765
RELACIÓN DEUDA/PATRIMONIO					
TOTAL DEUDA	45.736	43.384	40.026	34.892	24.950
DEUDA/PATRIMONIO ²	51%	51%	55%	50%	35%

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE				
	2014	2013	2012*	2011*	2010*
MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES:					
Ganancia neta	9.074	15.835	4.335	4.629	2.684
AJUSTES PARA CONCILIAR LA GANANCIA NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES -					
Depreciación y amortización	8.441	8.335	7.105	6.871	6.037
Obras en progreso canceladas	1.432	1.101	577	703	864
Deterioro del valor de los activos, neto de reversiones	6.844	439	991	503	271
(Ganancia) pérdida en cambio	(19.127)	(7.817)	(19)	297	1.438
Ganancia en venta de participación	-	(9.524)	-	-	1.628
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	(4.610)	(5.094)	2.297	(3.164)	(3.062)
Aportes al desarrollo social pagados a través de bonos	-	116	-	-	-
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	67	33	(64)	278	184
Exceso del valor de los activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	-	(30)	-	(26)	(50)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	(146)	625	770	587	141
Ajuste al valor neto de realización de los inventarios	439	962	259	553	116
Aumento (disminución) en la estimación para cuentas de cobro dudoso	2	30	87	145	(205)
(Ganancia) pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	(1.353)	558
CAMBIOS EN ACTIVOS OPERACIONALES -					
Documentos y cuentas por cobrar	(17.975)	(21.588)	(12.113)	(17.978)	(7.769)
Inventarios	760	(2.319)	(2.902)	(2.815)	(1.465)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(7.502)	(435)	(6.674)	(3.902)	450
Créditos fiscales por recuperar	(964)	(2.155)	(2.875)	(2.053)	(1.109)
CAMBIOS EN PASIVOS OPERACIONALES -					
Cuentas por pagar a proveedores	6.598	7.924	4.371	2.239	6.486
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo	8.732	3.210	4.602	1.359	1.146
Provisiones	569	138	549	502	1.136
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	46.727	56.930	34.048	44.259	16.484
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(429)	(2.060)	(1.645)	(1.210)	(613)
Pagos de impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos	(24.640)	(22.753)	(12.156)	(18.032)	(12.707)
EFFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES	14.292	21.903	21.543	12.392	12.643
MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos	(24.634)	(23.306)	(25.032)	(17.908)	(12.858)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	160	(21)	-	(15)	(454)
(Aumento) disminución del efectivo restringido	(146)	708	(302)	254	(255)
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	3.716	-
Aportes adicionales a afiliadas	7	(15)	(32)	(34)	(128)
Dividendos recibidos de afiliadas y entidades controladas en forma conjunta	48	89	40	15	16
Otras variaciones en activos	117	(164)	105	244	22
EFFECTIVO NETO USADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(24.448)	(22.381)	(25.221)	(13.728)	(13.657)
MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	18.197	6.923	7.130	9.521	6.681
Pagos de la deuda financiera	(7.068)	(2.892)	(1.537)	(3.308)	(3.314)
Dividendos pagados al Accionista	(289)	(952)	(1.395)	(1.000)	(1.000)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	408	-	489	73	-
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(436)	(552)	(80)	(434)	(318)
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	-	(994)	(1.306)	(923)	(485)
EFFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO	10.812	1.533	3.301	3.929	1.564
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1.878)	(155)	-	-	(1.514)
Disminución (Aumento) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1.222)	900	(377)	2.593	(964)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	9.133	8.233	8.610	6.017	6.981
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	7.911	9.133	8.233	8.610	6.017

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2014

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 *
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES¹	TOTAL CONSOLIDADO MUNDIAL	
Operaciones continuas:					
INGRESOS:					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	81.160	49.994	(25.883)	105.271	113.979
Ingresos financieros	23.156	12	-	23.168	20.347
	104.316	50.006	(25.883)	128.439	134.326
COSTOS Y GASTOS:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	18.029	45.548	(25.823)	37.754	37.017
Gastos de operación	21.498	3.042	(46)	24.494	22.544
Gastos de exploración	76	8	-	84	176
Depreciación y amortización	7.734	707	-	8.441	8.335
Gastos de venta, administración y generales	8.517	694	-	9.211	4.217
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13.466	-	-	13.466	19.262
Gastos financieros	3,837	245	-	4.082	2.934
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(20)	87	-	67	33
Otros egresos, neto	9.377	1.177	-	10.554	3.105
	82.514	51.508	(25.869)	108.153	97.623
GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA	21.802	(1.502)	(14)	20.286	36.703
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	5.276	45	-	5.321	13.023
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA	16.526	(1.547)	(14)	14.965	23.680
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:					
Gasto de impuesto corriente	9.876	626	-	10.502	12.939
(Beneficio) gasto de impuesto diferido	(4.568)	(43)	-	(4.611)	(5.094)
	5.308	583	-	5.891	7.845
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	11.218	(2.130)	(14)	9.074	15.835
OTROS RESULTADOS INTEGRALES:					
Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en periodos subsecuentes					
Resultados actuariales por beneficios a empleados, netas de impuesto	1.390	-	-	1.390	(3.824)
Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en periodos subsecuentes					
Diferencias en conversión de operaciones	2.001	-	-	2.001	896
TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES	3.391	-	-	3.391	(2.928)
TOTAL GANANCIA (PÉRDIDA) INTEGRAL	14.609	(2.130)	(14)	12.465	12.907

¹De acuerdo con las 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 2014, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2013

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES	AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013*				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES¹	TOTAL CONSOLIDADO	
Operaciones continuas:					
INGRESOS:					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	95.018	53.801	(34.840)	113.979	124.459
Ingresos financieros	19.752	595	-	20.347	3.152
	114.770	54.396	(34.840)	134.326	127.611
COSTOS Y GASTOS:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	22.802	48.866	(34.651)	37.017	40.012
Gastos de operación	19.356	3.336	(148)	22.544	22.974
Gastos de exploración	140	36	-	176	492
Depreciación y amortización	7.678	657	-	8.335	7.105
Gastos de venta, administración y generales	3.638	579	-	4.217	3.998
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	19.262	-	-	19.262	17.730
Gastos financieros	2.713	221	-	2.934	3.401
Participación en resultados de afiliadas y entidades controlades de forma conjunta	(16)	49	-	33	(64)
Otros egresos, neto	3.100	(14)	19	3.105	3.013
	78.673	53.730	(34.780)	97.623	98.661
GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA	36.097	666	(60)	36.703	28.950
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	13.006	17	-	13.023	17.336
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA	23.091	649	(60)	23.680	11.614
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:					
Gasto de impuesto corriente	12.221	739	(21)	12.939	4.982
Gasto (beneficio) de impuesto diferido	(5.149)	55	-	(5.094)	2.297
	7.072	794	(21)	7.845	7.279
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA DE OPERACIONES CONTINUAS	16.019	(145)	(39)	15.835	4.335
OPERACIONES DISCONTINUADAS:					
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	16.019	(145)	(39)	15.835	4.335
OTROS RESULTADOS INTEGRALES:					
Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en periodos subsecuentes					
Resultados actuariales por beneficios a empleados, netas de impuesto	(3.993)	169	-	(3.284)	792
Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en periodos subsecuentes					
Diferencias en conversión de operaciones	896	-	-	896	22
TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES	(3.097)	169	-	(2.928)	814
TOTAL GANANCIA (PÉRDIDA) INTEGRAL	12.922	24	(39)	12.907	5.149

¹De acuerdo con las 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 2014, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2014

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE 2014				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES¹	TOTAL CONSOLIDADO	
ACTIVO					
Propiedades, plantas y equipos, neto	134.806	6.442	-	141.248	129.831
Efectivo restringido	214	70	-	284	227
Otros activos no corrientes	30.770	7.450	(8.200)	30.120	33.330
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	165.790	13.962	(8.200)	171.552	163.388
Inventarios	8.688	3.076	-	11.764	12.963
Documentos y cuentas por cobrar	22.034	2.408	(85)	24.357	36.020
Efectivo restringido	1.282	10	-	1.292	1.327
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.620	1.291	-	7.911	9.133
Otros activos corrientes	22.789	10.316	(23.221)	9.884	8.289
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	61.413	17.101	(23.306)	55.208	67.732
TOTAL ACTIVO	227.203	31.063	(31.506)	226.760	231.120
PATRIMONIO					
Patrimonio	85.084	3.385	1.288	89.757	84.486
PASIVO					
Deuda financiera	38.120	1.751	-	39.871	36.353
Otros pasivos no corrientes	47.604	4.514	(6.024)	46.094	45.055
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	85.724	6.265	(6.024)	85.965	81.408
Deuda financiera	5.529	336	-	5.865	7.031
Impuesto sobre la renta por pagar	9.114	440	-	9.554	10.116
Otros pasivos corrientes	41.752	20.637	(26.770)	35.619	48.079
TOTAL PASIVO CORRIENTE	56.395	21.413	(26.770)	51.038	65.226
TOTAL PASIVO	142.119	27.678	(32.794)	137.003	146.634
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	227.203	31.063	(31.506)	226.760	231.120

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

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2013

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE 2013*				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES¹	TOTAL CONSOLIDADO	
ACTIVO					
Propiedades, plantas y equipos, neto	123.224	6.607	-	129.831	115.905
Efectivo restringido	158	69	-	227	218
Otros activos no corrientes	32.063	7.754	(6.487)	33.330	27.419
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	155.445	14.430	(6.487)	163.388	143.542
Inventarios	9.028	4.726	(791)	12.963	11.606
Documentos y cuentas por cobrar	33.400	2.620	-	36.020	41.706
Efectivo restringido	1.327	-	-	1.327	2.112
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.748	1.385	-	9.133	8.233
Otros activos corrientes	19.694	5.881	(17.286)	8.289	11.225
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	71.197	14.612	(18.077)	67.732	74.882
TOTAL ACTIVO	226.642	29.042	(24.564)	231.120	218.424
PATRIMONIO					
Patrimonio	76.109	7.302	1.075	84.486	72.486
PASIVO					
Deuda financiera	34.881	1.472	-	36.353	35.647
Otros pasivos no corrientes	50.056	3.350	(8.351)	45.055	39.231
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	84.937	4.822	(8.351)	81.408	74.878
Deuda financiera	6.763	268	-	7.031	4.379
Impuesto sobre la renta por pagar	9.668	434	14	10.116	2.267
Otros pasivos corrientes	49.165	16.216	(17.302)	48.079	64.414
TOTAL PASIVO CORRIENTE	65.596	16.918	(17.288)	65.226	71.060
TOTAL PASIVO	150.533	21.740	(25.639)	146.634	145.938
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	226.642	29.042	(24.564)	231.120	218.424

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



Producción

Producción de Crudo

La producción total promedio para el año 2014 fue de 2.785 MBD a nivel Nacional, lo cual representa una disminución de 114 MBD con respecto a la producción del promedio de 2.899 MBD mantenida durante el año 2013.

Producción de LGN

La producción promedio del año 2014 de LGN, fue de 114 MBD, 2 MBD por debajo de la producción promedio del año 2013, que fue de 116 MBD.

Ventas de Petróleo, sus Productos y Otros

Exportaciones y ventas en el exterior

Durante el año 2014, las exportaciones de crudo y productos fueron de 100.347 millones de dólares, reflejando una disminución de 11.013 millones de dólares (10%) en relación con el año 2013, que fueron 111.360 millones de dólares, debido principalmente a una disminución del precio promedio de la cesta de exportación venezolana de 12,33 US\$/BI (13%) con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2013.

Ventas en el Mercado Local

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela aumentaron en 1.374 millones de dólares (92%), pasando de 1.497 millones de dólares en diciembre de 2013 a 2.871 millones de dólares en diciembre de 2014, este incremento se presenta principalmente por la filial PDVSA Petróleo.

Ingresos por Alimentos, servicios y otros

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros aumentaron en 931 millones de dólares (83%) pasando de 1.122 millones de dólares en diciembre 2013 a 2.053 millones de dólares en diciembre 2014, siendo PDVSA Industrial, la filial que tiene mayor impacto en este resultado.

Ingresos Financieros

Los ingresos financieros presentaron un aumento de 2.821 millones de dólares, (14%), pasando de 20.347 millones de dólares en el año 2013 a 23.168 millones de dólares en el año 2014. Esta variación es originada principalmente por la venta de divisas realizadas al Sistema Complementario de Administración de Divisas SICAD y del Sistema Cambiario Alternativo de Divisas SICAD II.

Costos y Gastos

Compras de Crudo y Productos, netas de variación de inventarios

Las compras de petróleo crudo y sus productos presentaron un aumento de 737 millones de dólares (2%), pasando de 37.017 millones de dólares en el año 2013 a 37.754 millones de dólares en el año 2014, debido a que se incrementó el volumen de las compras a terceros (MBD) en el período, siendo CITGO la filial con mayor impacto.

Gastos de Operación

Los gastos de operación para el año 2014 alcanzaron un saldo de 24.494 millones de dólares, mientras que para el año 2013 se ubicaron en 22.544 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 1.950 millones de dólares (9%). Este incremento es debido a los beneficios laborales otorgados con la firma del nuevo contrato colectivo en febrero 2014, lo cual se compensó parcialmente por la disminución del componente en bolívares de estos gastos, debido a la realización de operaciones a diversos tipos de cambio.

Gastos de Exploración

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, los gastos de exploración, conformados principalmente por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 84 millones de dólares y 176 millones de dólares, respectivamente, experimentando una disminución de 92 millones de dólares (52%) con respecto al período anterior. Esto fue debido principalmente a la disminución del componente en bolívares de estos gastos, por la realización de operaciones a diversos tipos de cambio.

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 2014, se ubicó en 67 millones de dólares de pérdida, lo que representó un incremento de 34 millones de dólares con respecto al año 2013, cuando se registraron 33 millones de dólares de pérdida, debido principalmente a la pérdida experimentada por la afiliada internacional Chalmatte Refining (CITGO), la cual se compensó parcialmente por la ganancia experimentada por la afiliada internacional Operaciones Río Napo C.E.M. (PDVSA América).

Aportes y contribuciones para el Desarrollo Social

Durante el año 2014 el gasto social se ubicó en 5.321 millones de dólares, reflejando una disminución de 7.702 millones de dólares (59%) en comparación con el período terminado el 31 de diciembre de 2013, donde los aportes y contribuciones para el desarrollo social ascendían a 13.023 millones de dólares. Este resultado se debe principalmente a la disminución de la contribución especial al FONDEN, por la entrada en vigencia en febrero 2013, de la modificación a la Ley de Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Exorbitantes del Petróleo, la cual modifica el tope a partir del cual se deben considerar los precios como extraordinarios, de 70 US\$/BI a 80 US\$/BI. En consecuencia, para determinar la contribución especial, se aplicará una alícuota de 20% sobre la diferencia entre éste precio y el precio final de venta. Adicionalmente, debido a la disminución del precio promedio de exportación de la cesta venezolana durante el período y a la disminución del componente en bolívares de estos aportes, por la realización de operaciones a diversos tipos de cambio.

Nota: para más información ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2014.

Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta disminuyó en 1.954 millones de dólares (25%) durante el año 2014, en comparación con el año 2013, debido principalmente a la disminución del gasto de impuesto corriente en 2.437 millones de dólares (19%) y la disminución del beneficio de impuesto diferido en 483 millones de dólares (9%), fundamentalmente por el efecto de las operaciones en bolívares realizadas a distintos tipos de cambio.

Activo

Al 31 de diciembre de 2014, los activos totales alcanzaron un saldo de 219.503 millones de dólares, lo que representa una disminución de 11.617 millones de dólares (5%) con respecto al 31 de diciembre de 2013, fecha en que se ubicaban en 231.120 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

Propiedades, Plantas y Equipos, neto

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 11.417 millones de dólares (9%) correspondientes principalmente a las adiciones del período por parte de las filiales nacionales, fundamentalmente PDVSA Petróleo, debido a la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendidos de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como ampliación e infraestructura, para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en la Ley del Plan de la Patria.

Documentos y cuentas por cobrar

Los documentos y cuentas por cobrar disminuyeron en 11.663 millones de dólares (32%), en comparación al año 2013, alcanzando un total de 24.357 millones de dólares al 31 de diciembre de 2014, originado principalmente por la compensación de decretos extraordinarios de dividendos por 5.289 millones de dólares y la disminución del componente en bolívares, debido a la realización de operaciones en diversos tipos de cambio.

Otros activos corrientes y no corrientes

Impuesto diferido activo

El impuesto sobre la renta diferido activo disminuyó en 1.857 millones de dólares (11%), en comparación al año 2013, alcanzando un total de 19.351 millones de dólares al 31 de diciembre de 2014, originado principalmente por la disminución del componente en bolívares, debido a la realización de operaciones en diversos tipos de cambio.



Créditos fiscales por recuperar

Esta cuenta se origina según la Ley del Impuesto al Valor Agregado (IVA), que establece la potestad de recuperar del Fisco Nacional ciertos créditos fiscales provenientes de las ventas de exportación. Al 31 de diciembre de 2014, presenta una disminución de 5.004 millones de dólares (63%) en comparación con el año 2013, ubicándose en un total de 2.903 millones de dólares en 2014, debido principalmente por la compensación de decretos extraordinarios de dividendos y la disminución del componente en bolívares, debido a la realización de operaciones en diversos tipos de cambio.

Cuentas por cobrar y otros activos

Las cuentas por cobrar largo plazo disminuyeron en 693 millones de dólares (8%), en comparación con el año 2013, alcanzando un total 8.408 millones de dólares al 31 de diciembre de 2014, que corresponde principalmente por la disminución del componente en bolívares debido a la realización de operaciones en diversos tipos de cambio.

Gastos pagados por anticipado y otros activos

Los gastos pagados por anticipado y otros activos se incrementaron en 2.572 millones de dólares (48%), en comparación con el año 2013, alcanzando un total de 7.977 millones de dólares, debido al aumento en los anticipos a proveedores y contratistas.

Inventarios

Los inventarios disminuyeron en 1.199 millones de dólares (9%), respecto al año 2013, alcanzando un monto de 11.764 millones de dólares, principalmente en el rubro de petróleo crudo y sus productos por parte de las filiales PDVSA Petróleo, CVP y CITGO.

Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2014, el patrimonio presentó un saldo de 89.757 millones de dólares, mostrando un aumento de 5.271 millones de dólares (6%) con respecto al 31 de diciembre de 2013, que presentó un saldo de 84.486 millones de dólares. Este aumento se produjo por la ganancia integral obtenida en el período.

Pasivo

Al 31 de diciembre de 2014, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 129.746 millones de dólares, lo que representa una disminución de 16.888 millones de dólares (12%) con respecto al 31 de diciembre de 2013, fecha en que se ubicaban en 146.634 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 2.352 millones de dólares (5%) al 31 de diciembre de 2014 en comparación con el año 2013, alcanzando un total de 45.736 millones de dólares en 2014, originado principalmente, por nuevos instrumentos de endeudamiento adquiridos durante el año 2014, con el objeto de obtener los recursos requeridos para cubrir las necesidades de inversión en el marco de la Ley del Plan de la Patria. Entre las nuevas operaciones de deuda se incluyen la emisión de Bonos PDVSA 2024 y 2026, por un valor nominal de 5.000 millones de dólares y 2.684 millones de dólares, respectivamente, así como también, nuevos préstamos con el Banco de Venezuela, Banco del Tesoro y Banco Bicentenario, esto compensado parcialmente con los pagos de deuda realizados durante el período.

Acumulaciones y Otros Pasivos

Las acumulaciones y otros pasivos disminuyeron en 10.397 millones de dólares (25%), en comparación con el año 2013, alcanzando un total de 31.913 millones de dólares al 31 de diciembre de 2014, debido principalmente a la disminución del componente en bolívares debido por disminución por la realización de operaciones en diversos tipos de cambio.

Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios post-empleo

Al 31 de diciembre de 2014 se presentó una disminución en los beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo por 2.880 millones de dólares (16%) en relación con diciembre 2013. La disminución es originada principalmente por el efecto de la variación del tipo de cambio.

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

El financiamiento del plan de pensión para los trabajadores venezolanos está basado en un sistema de contribuciones, administrado bajo la figura de capitalización individual. Este plan establece aportes mensuales obligatorios sobre la base del salario normal, de 3% por parte del trabajador y de 9% por parte de la compañía. En caso de ser necesario, la compañía hará aportes adicionales para garantizar el pago del monto de beneficio de pensión según el plan definido por contrato.

Flujo de Caja

Liquidez y Fuentes de Capital

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

Flujo de Caja Provisto por las Actividades Operacionales

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2014, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 14.292 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 9.074 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 5.218 millones de dólares.

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2014, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 24.448 millones de dólares, destinados principalmente a las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, para mantener la capacidad y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en la Ley del Plan de la Patria.

Flujo de Caja Provisto por las Actividades de Financiamiento

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2014, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 10.812 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 18.197 millones de dólares, y disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada, por 7.068 millones de dólares, esto con el objeto de obtener los recursos requeridos para cubrir las necesidades de inversión en el marco de la Ley del Plan de la Patria.

Preparación y Presentación de Estados Financieros

Los estados financieros consolidados están preparados de acuerdo con las 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 año 2012 para conformar su presentación con la clasificación usada en el año 2013 y 2014.

Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados

Un conjunto de normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales son efectivas para los períodos anuales que comienzan después del 1° de enero de 2014, y no se han aplicado anticipadamente en la preparación de estos estados financieros consolidados.

Asimismo, la gerencia aún se encuentra evaluando las siguientes normas y enmiendas con el fin de determinar sus posibles impactos en los estados financieros consolidados:



- NIIF 9 Instrumentos Financieros (2014)

La NIIF 9 (2014) reemplaza las guías de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. La NIIF 9 incluye guías revisadas para la clasificación y medición de instrumentos financieros, incluyendo un nuevo modelo de pérdidas crediticias esperadas para calcular el deterioro de los activos financieros, y los nuevos requerimientos generales de contabilidad de coberturas. También mantiene las guías relacionadas con el reconocimiento y la baja de cuentas de los instrumentos financieros de la NIC 39.

La NIIF 9 (2014) es efectiva para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2018 o en una fecha posterior y su adopción anticipada está permitida.

- NIIF 14 Cuentas de Diferimientos de Actividades Reguladas

El objetivo de esta norma es mejorar la comparabilidad de la información financiera de las entidades que se dedican a actividades de tarifa regulada. Esta norma será efectiva para los períodos que comiencen el 1° de enero de 2016.

- NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 establece un marco completo para determinar si se reconocen ingresos de actividades ordinarias, cuándo se reconocen y por qué monto. Reemplaza las actuales guías para el reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18, Ingresos de Actividades Ordinarias; NIC 11, Contratos de Construcción y CINIIF 13, Programas de Fidelización de Clientes.

La NIIF 15 es efectiva para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2017 o en una fecha posterior y su adopción anticipada está permitida.

- Planes de Beneficios Definidos: Aportaciones de los Empleados (modificaciones a la NIC 19 Beneficios a los Empleados)

Las modificaciones son aplicables sólo a los planes de beneficios definidos que involucran aportaciones de empleados o terceros. El expediente práctico les permite a las compañías reducir los costos del servicio por estas contribuciones en el período en el que se presta el servicio relacionado, si las aportaciones: están establecidas en los términos formales del plan; están vinculadas al servicio; y son independientes del número de años de servicios.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen el 1° de julio de 2014 o en una fecha posterior y su aplicación anticipada está permitida.

- Contabilidad para las Adquisiciones de Intereses en Operaciones Conjuntas (modificaciones a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos)

Esta modificación a la NIIF 11 establece cómo un operador conjunto debe contabilizar la adquisición de un interés en una operación conjunta en la cual la actividad de la operación conjunta constituye un negocio. Requiere que tales transacciones sean contabilizadas usando los principios relacionados con la contabilidad de las combinaciones de negocios contenidos en la NIIF 3 Combinaciones de Negocios y otros estándares. La modificación es efectiva para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2016 o en una fecha posterior y su aplicación anticipada está permitida.

- Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización (modificaciones a la NIC 16, Propiedades, Planta y Equipo y NIC 38 Activos Intangibles)

Estas modificaciones ofrecen una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación o amortización de la propiedades, plantas y equipos y activos intangibles indicando que los métodos de depreciación o amortización basados en ingresos no se permiten (salvo excepciones muy específicas), por no reflejar el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros de un activo. Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2016 o en una fecha posterior y su aplicación anticipada está permitida.

- Revelaciones (modificaciones a la NIC 1, Presentación de Estados Financieros)

Estas modificaciones tienen como objetivo alentar a los preparadores de los estados financieros a centrarse en un enfoque global y evitar un enfoque de lista de verificación aplicando más el juicio al hacer las revelaciones. Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2016 o en una fecha posterior y su aplicación anticipada está permitida.

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.
Petrocedeno	Petrocedeno, S.A.
Petrolera Bielovenzolana	Petrolera Bielovenzolana, S.A.
Petrolera Güiria	Petrolera Güiria, S.A.
Petrolera Indovenzolana	Petrolera Indovenzolana, S.A.
Petrolera Paria	Petrolera Paria, S.A.
Petrolera Sinovensa	Petrolera Sinovensa, 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	Sincruos de Oriente, S.A.
SINOVENSA	Orifuels Sinoven, S.A.
Tradecal	Tradecal, 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
km²	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.
MMBIs	Millones de barriles
MMMBIs	Miles de millones de barriles
MMBsF	Millones de bolívars 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
MLts	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/BIs	Millones de pies cúbicos por barriles
MBtu	Miles de unidades térmicas británicas
MBHP	Mil Break HorsePower
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
m	Metros
m²	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

