



INFORME DE **GESTIÓN ANUAL 2015**

The background of the cover is a photograph of an oil refinery at night. The scene is illuminated by warm yellow lights from the refinery's towers and structures, which are reflected in a calm body of water in the foreground. The sky is a deep blue with some light clouds. The overall mood is industrial and serene.

INFORME DE
GESTIÓN ANUAL
2015

LÍDER MUNDIAL EN RESERVAS PROBADAS DE CRUDO

INFORME DE GESTIÓN ANUAL **2015**

LÍDER MUNDIAL EN RESERVAS PROBADAS DE CRUDO

ÍNDICE

MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA	10
• VISION GENERAL DEL NEGOCIO	
HISTORIA Y DESARROLLO	14
FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA	15
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	17
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	18
GOBIERNO CORPORATIVO	22
Asamblea de Accionistas	23
Junta Directiva	23
Comité Ejecutivo	23
RESPONSABILIDADES DE ENLACE DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA	24
RECURSOS HUMANOS	26
• PLAN ESTRATÉGICO	
GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS	30
PRINCIPALES METAS PETROLERAS INCLUIDAS EN LA LEY DEL PLAN DE LA PATRIA	31
PLAN ESTRATÉGICO SOCIALISTA (PES) 2016 - 2025	32
• PRINCIPALES ACTIVIDADES	
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	36
Reservas	37
Exploración	42
Producción	44
Empresas Mixtas	50
GAS	55
Producción y disponibilidad del Gas Natural y LGN	56
Compresión de Gas	57
Transporte, Distribución y Comercialización	58
Gas Doméstico y Comercial	60
REFINACIÓN	62
Capacidad de Refinación	62
Refinación Nacional	63
Refinación Internacional	63
COMERCIO Y SUMINISTRO	67
Exportaciones de Hidrocarburos	68
Mercado Nacional	72
TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS	80
Suministro y Logística	80
PDV Marina	80
Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)	81
PDVSA Naval	83

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	87
SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL	90
AMBIENTE	90
DESARROLLO SOCIAL	91
PDVSA LA ESTANCIA	93

• CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA

PETROAMÉRICA	96
PDVSA AMÉRICA, S.A.	96
PETROCARIBE	99
ACUERDOS DE SUMINISTRO	101

• NUEVOS NEGOCIOS

PDVSA AGRÍCOLA, S.A.	108
PDVSA INDUSTRIAL, S.A.	108
PDVSA SERVICIOS PETROLEROS, S.A. (PSPSA)	109
PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.	119
PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.	120

• COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

GARANTÍAS	124
ACUERDOS CON LA ORGANIZACIÓN DE PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP)	124
LITIGIOS Y RECLAMOS	124
CUMPLIMIENTO CON REGULACIONES AMBIENTALES	125

• ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO

RESUMEN EJECUTIVO	128
APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	130
RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS	132
Resumen Consolidado de Información Financiera	134
Producción	141
Ventas de Petróleo Crudo, sus Productos y Otros	141
Costos y Gastos	141
Activo	142
Patrimonio	143
Pasivo	143
Flujo de Caja	143
Preparación y Presentación de Estados Financieros	144
Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados	144
GLOSARIO DE TÉRMINOS	146
NOMENCLATURA	148




... “Tengo una gran esperanza en el desarrollo integral de la Faja Petrolífera del Orinoco, que es como la columna vertebral si vemos a Venezuela de manera horizontal, acostada: 55 mil kilómetros cuadrados”.

Discurso del Presidente de la República Bolivariana de Venezuela,
HUGO CHÁVEZ FRÍAS,
Mensaje anual ante la Asamblea Nacional, 15 de enero de 2011







“El Gobierno Bolivariano continuará trabajando por lograr precios justos y evitar que sean intereses especulativos mundiales quienes fijen los precios del petróleo, afectando las economías”.

Palabras de **NICOLÁS MADURO MOROS**,
Presidente República Bolivariana de Venezuela, en las instalaciones de la empresa mixta
Petromonagas, de la Faja Petrolífera del Orinoco 19 de febrero de 2016



MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA

Aún cuando durante el año 2015 se mantuvo la caída mundial del precio del barril de petróleo, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), dando cumplimiento al mandato constitucional y la Ley del Plan de la Patria, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019, garantiza el bienestar del pueblo venezolano, al destinar una cuota relevante de sus ingresos, con el fin de lograr la mayor suma de felicidad posible, bajo las directrices emanadas por el Gobierno Bolivariano.

El hecho principal a destacar, entre los logros del año 2015 es, sin duda, el protagonismo alcanzado por la fuerza laboral de PDVSA, al dar inicio al Plan Estratégico Socialista (PES). En distintas fases de discusión en cada uno de los negocios y filiales de nuestra principal Industria, la Clase Trabajadora elevó a sus máximas autoridades la propuesta de transformar a PDVSA en una empresa con bases socialistas, donde la Clase Trabajadora organizada sea la ejecutora y a la vez custodia del Plan para los próximos años, y de los Planes que se realicen a futuro.

Las trabajadoras y los trabajadores de PDVSA, conscientes de este reto y con base en la Ley del Plan de la Patria y la Ley Orgánica del Trabajo, plantean la transformación y la construcción del Socialismo en PDVSA ejerciendo la Gestión Directa y Democrática en el proceso social de trabajo y para ello la herramienta organizacional son los Consejos Socialistas de Trabajadores y Trabajadoras (CSTT), los cuales deben tener la facultad de planificar, ejecutar, evaluar y dar seguimiento a planes, propuestas y proyectos de forma disciplinada, eficiente, eficaz, articulados con las líneas del Ejecutivo Nacional.

Con respecto a los datos financieros, PDVSA Socialista mantuvo un promedio de producción de 2.863 miles de barriles diarios, lo cual se enmarca en la política de defensa del precio del barril en los mercados internacionales, acordada por la OPEP, totalizando sus exportaciones en 2.425 miles de barriles diarios. Por tercer año consecutivo, PDVSA se mantiene como la quinta empresa más importante del planeta, según publicaciones especializadas en la materia.

El precio promedio de la cesta venezolana de crudos se ubicó en 44,65 dólares por barril, afectado principalmente por la caída mantenida durante los años 2014 y 2015. Aún con esas condiciones adversas, PDVSA obtuvo ingresos totales de 72,2 mil millones de dólares, de los cuales 55,3 mil millones corresponden a exportaciones y ventas netas en el exterior. Sus activos fueron 202 mil millones de dólares y su patrimonio es de 91 mil millones de dólares. La ganancia integral registrada para este ejercicio fue de 2,6 mil millones de dólares.

PDVSA es y seguirá siendo del pueblo, nunca más estará desligada del destino de nuestra Patria. Por esta razón, los aportes fiscales pagados a la Nación en 2015 estuvieron en el orden de 128 mil millones de bolívares; al Fonden se dirigieron 974 millones de dólares y los recursos transferidos efectivamente para el desarrollo social, fueron por el orden de 565 mil millones de bolívares.

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 cuentas. La participación irrestricta de las trabajadoras y los trabajadores comprometidos con PDVSA y con el país, reivindica el espíritu combativo y revolucionario de la fuerza laboral petrolera, al cumplirse el 14 de diciembre de 2016, 70 años de la primera huelga nacional de trabajadores petroleros, la primera huelga antiimperialista en América Latina en la industria de hidrocarburos.

PLANES DE ACCIÓN

Respaldados por unas reservas probadas de crudo de 300.878 millones de barriles y 201.349 billones de pies cúbicos de reservas probadas de gas seguiremos avanzando en el cumplimiento de los objetivos estratégicos y las políticas de la Ley del Plan de la Patria, 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 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 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 integral del circuito refinador nacional e internacional 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 socioeconómica 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.

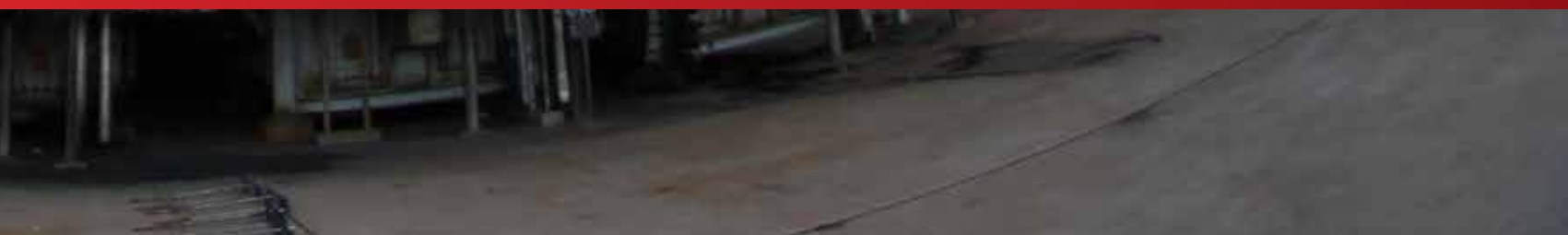


Edilgo de Pino
Presidente





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 referéndum popular el 15 de diciembre de 1999; así como el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 2 de noviembre de 2001, el cual fue modificado

con el Decreto de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 24 de mayo de 2006; y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de septiembre de 1999 y su Reglamento de junio de 2000, configuran un nuevo marco jurídico donde el Estado recupera el control de sus recursos energéticos para el beneficio del pueblo venezolano.

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

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 2015:

Fuerza Laboral Propia (Petrolera y No Petrolera)	150.032	Personas	Pozos Activos	18.595	Und
Fuerza Laboral Contratista (Petrolera)	21.284	Personas	Taladros / Año	305,4	Und
Ingresos Totales	72.169	MMUS\$	Yacimientos	2.205	Und
Ganancia Integral	2.588	MMUS\$	Campos Petroleros	265	Und
Total Activos	201.943	MMUS\$	Principales Oleoductos	2.771	Km
Total Patrimonio	90.879	MMUS\$	Capacidad de Refinación con Participación de PDVSA	2.730	MBD
Adquisición Sísmica 3D	1.833	Km ²	Capacidad de Refinación en Venezuela	1.303	MBD
Adquisición Sísmica 2D	1.012	Km	Capacidad de Refinación Internacional	1.427	MBD
Reservas Probadas de Crudo	300.878	MMBl	Expendio de Combustibles (EE/CC) activas	1.680	Und
Reservas Probadas de Gas	201.349	MMMPC	Plantas Compresoras de Gas	151	Und
Potencial de Producción de Crudo	3.184	MBD	Plantas de Líquidos de Gas Natural LGN (Extracción y Fraccionamiento)	11	Und
Producción Nación	2.863	MBD	Gasoductos	12.572	Km
Producción de Gas Natural Neta	5.296	MMPCD	Poliductos para Transporte de Productos	1.525	Km
Producción de Gas Natural	913	MBDPE			

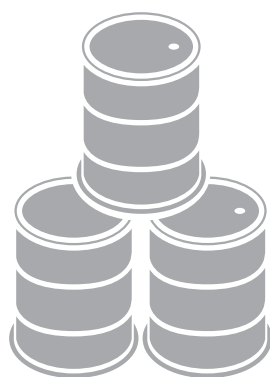
POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES

De acuerdo con el estudio comparativo publicado el 16 de noviembre de 2015 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

POSICIÓN	EMPRESA	PAÍS	POSICIÓN	EMPRESA	PAÍS
1	SAUDI ARAMCO	Arabia Saudita	6	ROYAL DUTCH SHELL	Holanda
2	NIOC	Irán	7	BP	Reino Unido
3	CNPC	China	8	ROSNEFT	Rusia
4	EXXON	EUA	9	GAZPROM	Rusia
5	PDVSA	Venezuela	10	TOTAL	Francia

FUENTE: Petroleum Intelligence Weekly, 16 de noviembre de 2015.



1^{RA}
EN RESERVAS PROBADAS DE ▶ **CRUDO**
300.878 MMBL

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

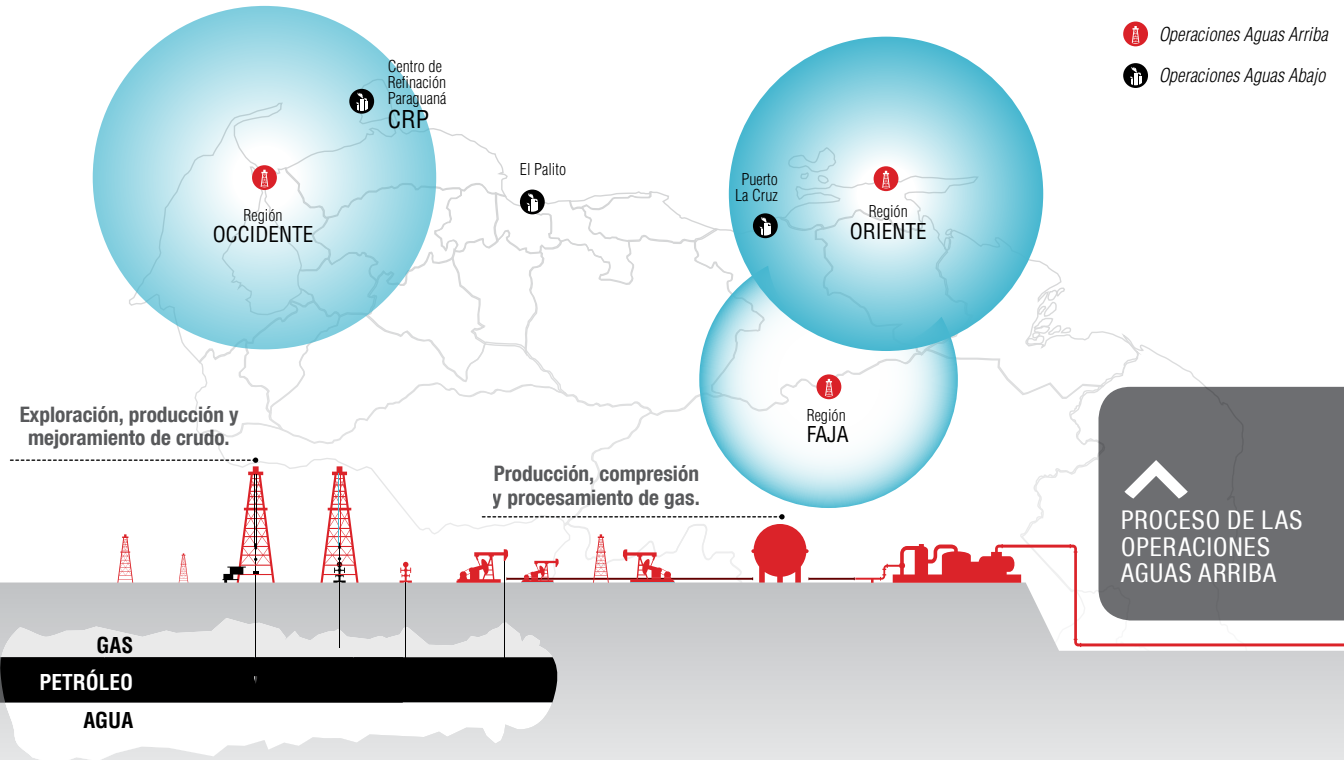
PDVSA planifica, coordina, supervisa y controla las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de crudo y demás hidrocarburos de sus filiales, tanto en la República Bolivariana de Venezuela 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.

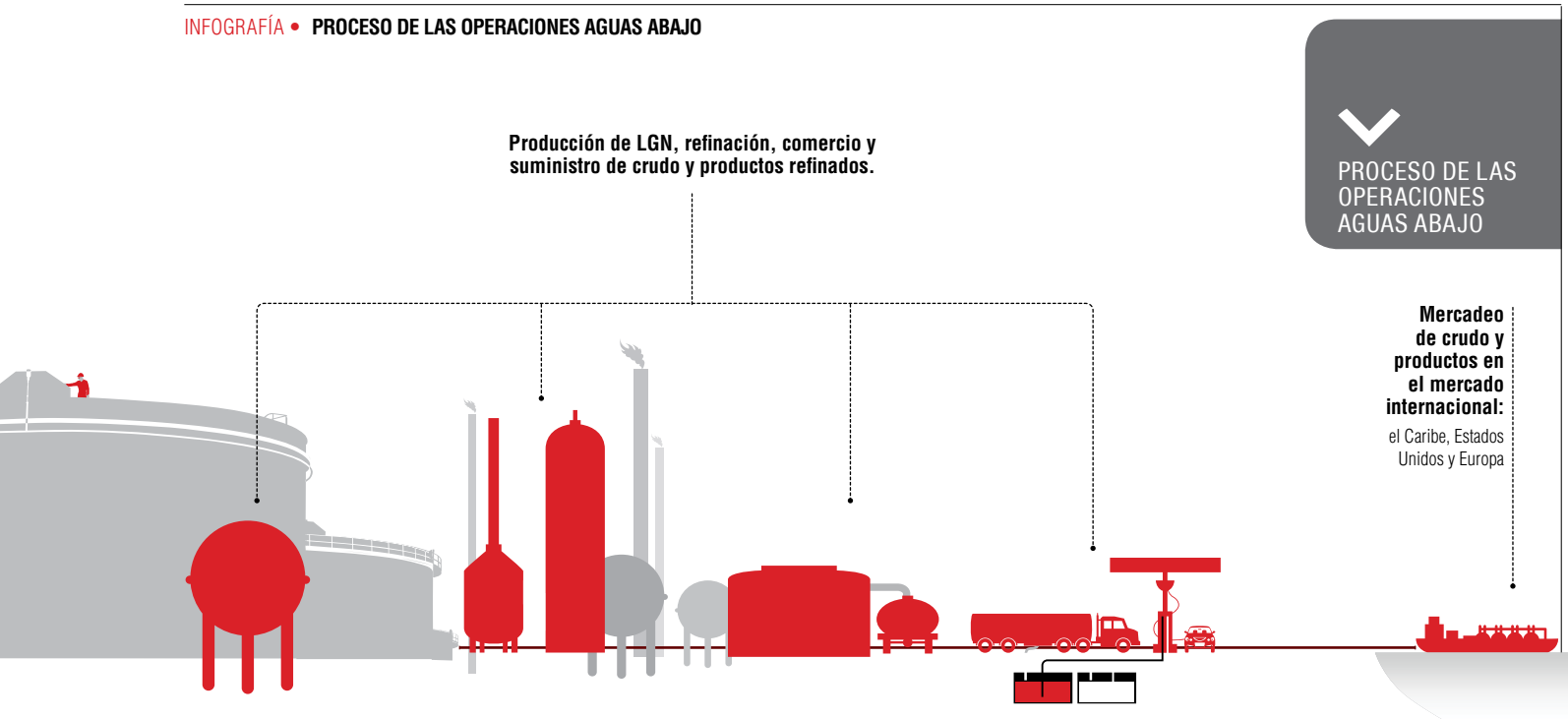
ACTIVIDADES

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. 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 de Centroamérica, Suramérica y del Caribe: PDVSA Caribe S.A. y PDVSA América, S.A.

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 Naval, S.A.; PDVSA Ingeniería y Construcción; 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, entre los años 2013 y el 2015, se aprobaron y actualizaron los Modelos de Estructuras Básicas de 33 Empresas Mixtas, de acuerdo con el tipo de crudo producido, quedando organizadas de la siguiente manera:

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 Sinovenezolana, S.A.	Petrocabimas, S.A.	Petropiar, S.A.
Baripetrol, S.A.	Petroquiriquire, S.A.		Petromonagas, S.A.
Lagopetrol, S.A.	Petrolera Bielovenezolana, S.A.		Petrolera Sinovensa S.A.
Petrolera Indovenezolana S.A.			Petro San Félix, 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.			Petro San Félix, S.A.
Petrosucre, S.A.			Petrovictoria, S.A.
Petroudaneta, S.A.			
Vencupet, S.A.			
Petrolera VenangoCupet, S.A.			
Petrolera Kaki, S.A.			
Petrocuragua, S.A.			
Petrokariña, S.A.			
Petrovenbras, S.A.			
Petrocumarebo, 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 adicionarse dos Gerencias Generales: División Furril 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, donde las Gerencias de Recursos Humanos; Asuntos Públicos; Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional; Contratación; Desarrollo Social No Petrolero; Servicios Eléctricos; Ingeniería de Costos; Confiabilidad Operacional; Salud; y las Direcciones Adjuntas de Logística y Ambiente reportarán administrativa y funcionalmente a las Direcciones Ejecutivas de Producción y de Nuevos Desarrollos de la FPO Hugo Chávez. Las Unidades Básicas de Construcción para la Producción (UBCP), reportarán directamente a la máxima autoridad del campo de producción que les corresponda, bien sea 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. En este sentido, la CNIP también apunta al aprovechamiento de oportunidades de exportación a mercados internacionales.

En diciembre de 2014, se aprueba la conversión de la Gerencia Corporativa de Salud en la Dirección Ejecutiva de Salud, manteniendo la misma fuerza laboral de cuando estaba adscrita a la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos, pero adecuando su estructura organizacional a los nuevos requerimientos de la organización. Bajo estas mismas premisas, y también para esa fecha, la Gerencia Corporativa de Servicios Logísticos se transforma en la Dirección Ejecutiva de Servicios Logísticos.

En marzo de 2015, PDVSA se aprueba la creación de la Dirección Ejecutiva de Formación y Capacitación, cuyo principal objetivo es asegurar la formación integral, continua y permanente de los trabajadores y las trabajadoras, articulando las dimensiones socio-cognitivas; conocer, hacer, aprender a ser y el convivir, en concordancia con los

valores superiores del ordenamiento jurídico y de actuación de la República Bolivariana de Venezuela, lineamientos y necesidades organizacionales de PDVSA; brindando programas de formación que contribuyan a la independencia y la soberanía nacional; al desarrollo humano integral para una existencia digna que supere las relaciones de explotación; la elevación de la productividad; el desarrollo de nuevas tecnologías; la generación de conocimiento científico; la eficiencia; la conciencia del deber social y la preservación de la madre tierra y la vida humana.

Asimismo, en abril de 2015 se constituyó la Gerencia Corporativa de Vivienda que coordina, a través de la Gran Misión Vivienda Venezuela, la adjudicación de desarrollos habitacionales a los trabajadores de la Industria, especialmente a aquellos que se encuentran en condiciones de riesgo, vulnerabilidad o hacinamiento.

Con respecto a las filiales localizadas en el exterior, en Estados Unidos de América, 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 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.

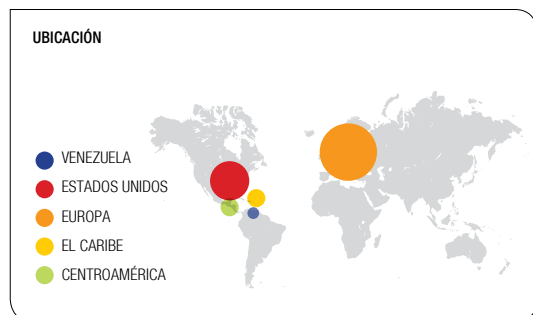
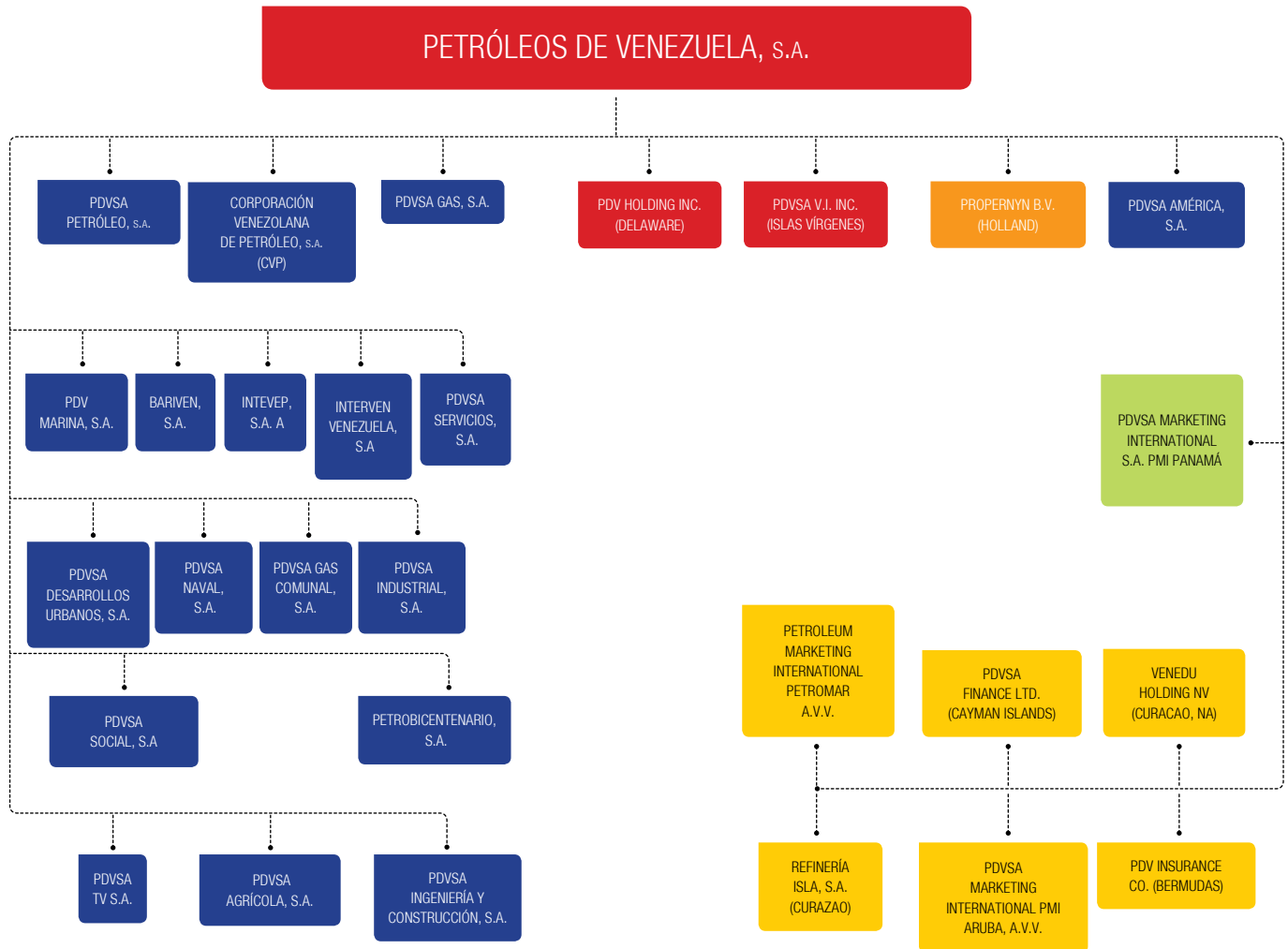
Como parte de sus operaciones en el Caribe, PDVSA cuenta con participación en la refinería Camilo Cienfuegos, a través de PDVSA Cuba, S.A., en la cual posee indirectamente una participación accionaria de 49% por medio de una empresa mixta conformada con Comercial Cupet, S.A. y en la Refinería Jamaica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

En julio de 2015 se constituye la empresa mixta PDV Saint Lucia LTD., con sede en Santa Lucía, conformada por PDV Caribe, S.A. (con un 55% de participación accionaria) y Petrocaribe Saint Lucia Limited (con un 45%). Su objetivo es la explotación, exploración, transporte, importación de hidrocarburos y derivados, así como la realización de actividades enfocadas a la promoción del desarrollo social y económico.

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

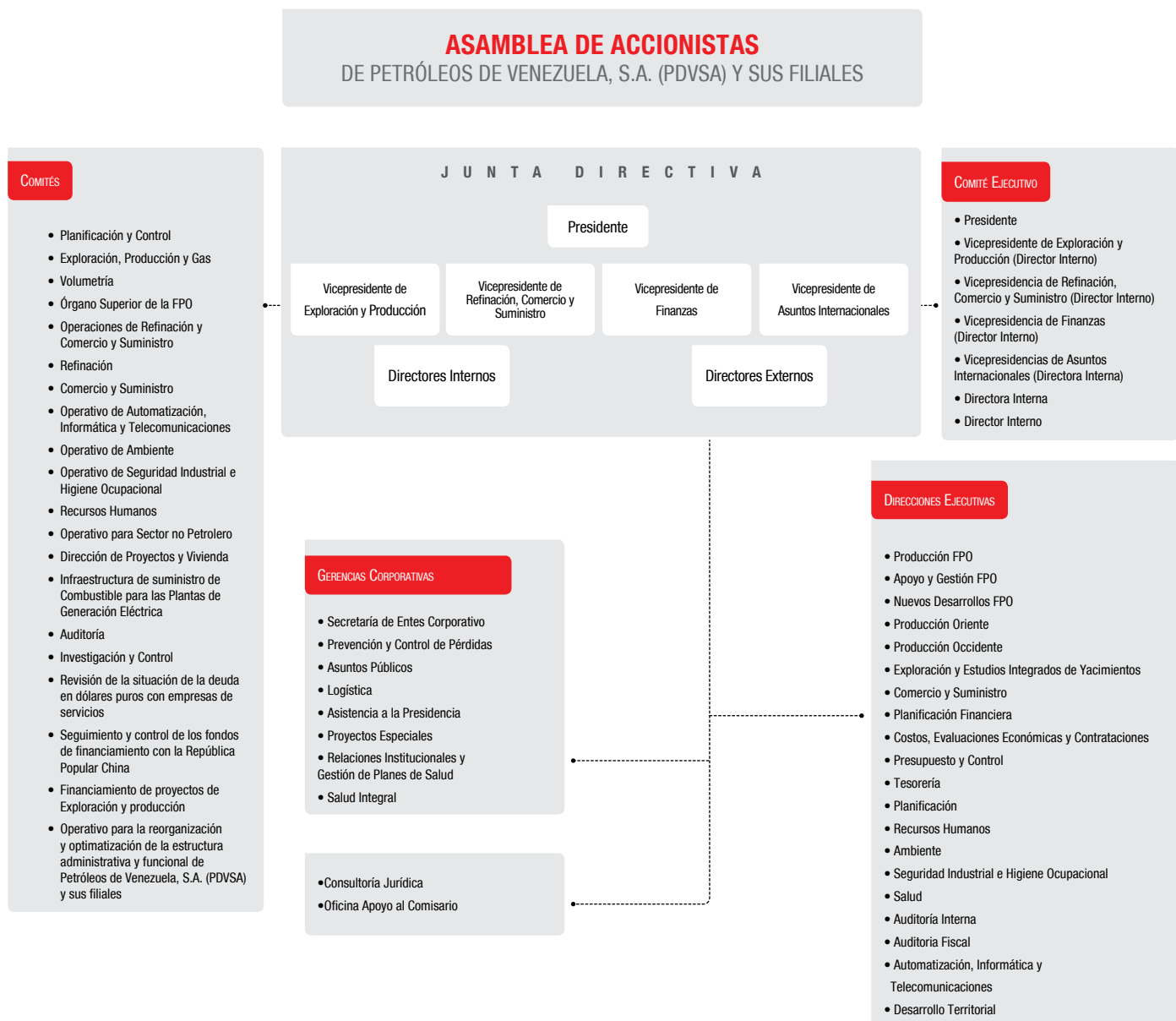
ORGANIGRAMA

ESTRUCTURA DE LAS PRINCIPALES FILIALES DE PDVSA



GOBIERNO CORPORATIVO

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una empresa nacional profundamente comprometida con el pueblo venezolano, 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

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 decimosexta del Documento Constitutivo – Estatutos.

La Junta Directiva debe estar integrada por no menos de siete, ni más de once 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 4 de junio de 2015, 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 N° 40.675, nombró la actual Junta Directiva de PDVSA, quedando conformada ésta por un Presidente, cuatro Vicepresidentes, dos Directores Internos y tres Directores Externos.

Posteriormente, el 19 de agosto de 2015, mediante Decreto Presidencial N° 1.945, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 40.727, fue designado el ciudadano Eulogio Del Pino, como Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería.

De acuerdo al decreto número 2.183, publicado en Gaceta Oficial N° 40.826 del 12 de enero de 2016, el presidente de la República Bolivariana de Venezuela,

Nicolas Maduro Moros, designó la nueva Junta Directiva de Petróleos de Venezuela S.A., conformada por:

1. **EULOGIO DEL PINO**, Presidente.
2. **ORLANDO CHACÍN**, Vicepresidente de Exploración y Producción.
3. **JESÚS LUONGO**, Vicepresidente de Refinación, Comercio y Suministro.
4. **ANA MARÍA ESPAÑA**, Vicepresidenta de Finanzas.
5. **DELCY RODRÍGUEZ**, Vicepresidenta de Asuntos Internacionales.
6. **SERGIO TOVAR**, Director Interno.
7. **ARACELIS SUEZ**, Directora Interna.
8. **ANTÓN CASTILLO**, Director Interno.
9. **RODOLFO MARCO TORRES**, Director Externo.
10. **RICARDO MENÉNDEZ**, Director Externo.
11. **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 2 de mayo de 2016, la Junta Directiva aprobó en su reunión 2016-07, la actualización de los miembros del Comité Ejecutivo, quedando conformado por el Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A., quien lo presidirá y los directores internos, 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

SRA. ANA MARÍA ESPAÑA, VICEPRESIDENTA DE FINANZAS.

ORGANIZACIONES:

FINANZAS

PLAN DE FONDO DE AHORROS

PDV INSURANCE

PDV FINANCE

SR. ORLANDO CHACÍN, VICEPRESIDENTE DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

ORGANIZACIONES:

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

CVP

PLANIFICACIÓN Y CONTROL

PDVSA SERVICIOS, S.A.

PROCURA

PDVSA INTEVEP

UNIVERSIDAD VENEZOLANA DE LOS

HIDROCARBUROS

SRA. DELCY RODRÍGUEZ, VICEPRESIDENTA DE ASUNTOS INTERNACIONALES.

ORGANIZACIONES:

PDVSA AMÉRICA, S.A.

PDV CARIBE, S.A.

PDV EUROPA, S.A.

SR. JESÚS LUONGO, VICEPRESIDENTE DE REFINACIÓN, COMERCIO Y SUMINISTRO.

ORGANIZACIONES:

RECURSOS HUMANOS

PDV MANTENIMIENTO

REFINACIÓN

COMERCIO Y SUMINISTRO

PDV MARINA, S.A.

PDVSA NAVAL, S.A.

EMPRESA NACIONAL DE TRANSPORTE

CITGO

PDV HOLDING

VASSA, S.A.

SRA. ARACELIS SUEZ, DIRECTORA INTERNA.

ORGANIZACIONES:

AUTOMATIZACIÓN, INFORMÁTICA Y

TELECOMUNICACIONES

PDVSA TV, S.A.

AMBIENTE

SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE

OCUPACIONAL

SR. ANTÓN CASTILLO, DIRECTOR INTERNO.

ORGANIZACIONES:

PDVSA GAS, S.A.

PDVSA GAS COMUNAL, S.A.

PROYECTOS ELÉCTRICOS

SR. SERGIO TOVAR, DIRECTOR INTERNO.

ORGANIZACIONES:

PLANIFICACIÓN

PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.

PDVSA INDUSTRIAL, S.A.

DESARROLLO TERRITORIAL Y ZONA

ECONÓMICA ESPECIAL

CNIP

SERVICIOS LOGÍSTICOS CORPORATIVOS

SERVICIOS INMOBILIARIOS

DESARROLLO URBANO

GERENCIA CORPORATIVA DE VIVIENDA

SR. RICARDO MENÉNDEZ, DIRECTOR EXTERNO.

SR. RODOLFO MARCO TORRES, DIRECTOR EXTERNO.

SR. WILLS RANGEL, DIRECTOR EXTERNO.

SALUD

PDVSA AGRÍCOLA, S.A.



RECURSOS HUMANOS

LINEAMIENTOS Y ACCIONES

- El reconocimiento del ser humano en su forma integral.
- La formación de la mujer y el 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 todo esto con otros medios de protección social.

El Modelo de Desarrollo Integral está conformado por tres sistemas:

1. Sistema de Formación: definido como el proceso educativo continuo de fortalecimiento de las competencias integrales que determinan el desempeño laboral y la evolución en la carrera de cada trabajador.
2. Sistema de Seguimiento al Desempeño: concebido como aquellas actividades desplegadas de manera planificada con fines productivos y bajo una orientación organizacional para elevar la eficacia y eficiencia de los empleados y alinear el desempeño colectivo e individual en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera.
3. Sistema de Planificación de Carrera: es la sucesión de posiciones y puestos por los que transcurre el trabajador en su desarrollo vocacional dentro de una organización.



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 Ley del Plan de la Patria y la propia PDVSA, 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, entre los años 2011 hasta 2015:

TABLA • EVOLUCIÓN HISTÓRICA | FUERZA LABORAL NACIONAL E INTERNACIONAL DE PDVSA AÑOS 2011 A 2015

NÚMERO DE TRABAJADORES	2015	2014	2013	2012	2011
Venezuela	114.259	116.806	113.369	106.465	98.422
Exterior	4.979	4.946	4.919	4.877	5.765
Total Fuerza Laboral Petrolera	119.238	121.752	118.288	111.342	104.187
Fuerza Laboral No Petrolera	30.794	30.320	22.338	20.744	17.000
Total Trabajadores de PDVSA	150.032	152.072	140.626	132.086	121.187
Fuerza Laboral Contratistas (Petrolera)	21.284	25.698	16.168	15.603	14.851

Nota: Mayor información sobre la gestión de Recursos Humanos se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA del año 2015.





PLAN ESTRATÉGICO

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.



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 SISTEMA 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.

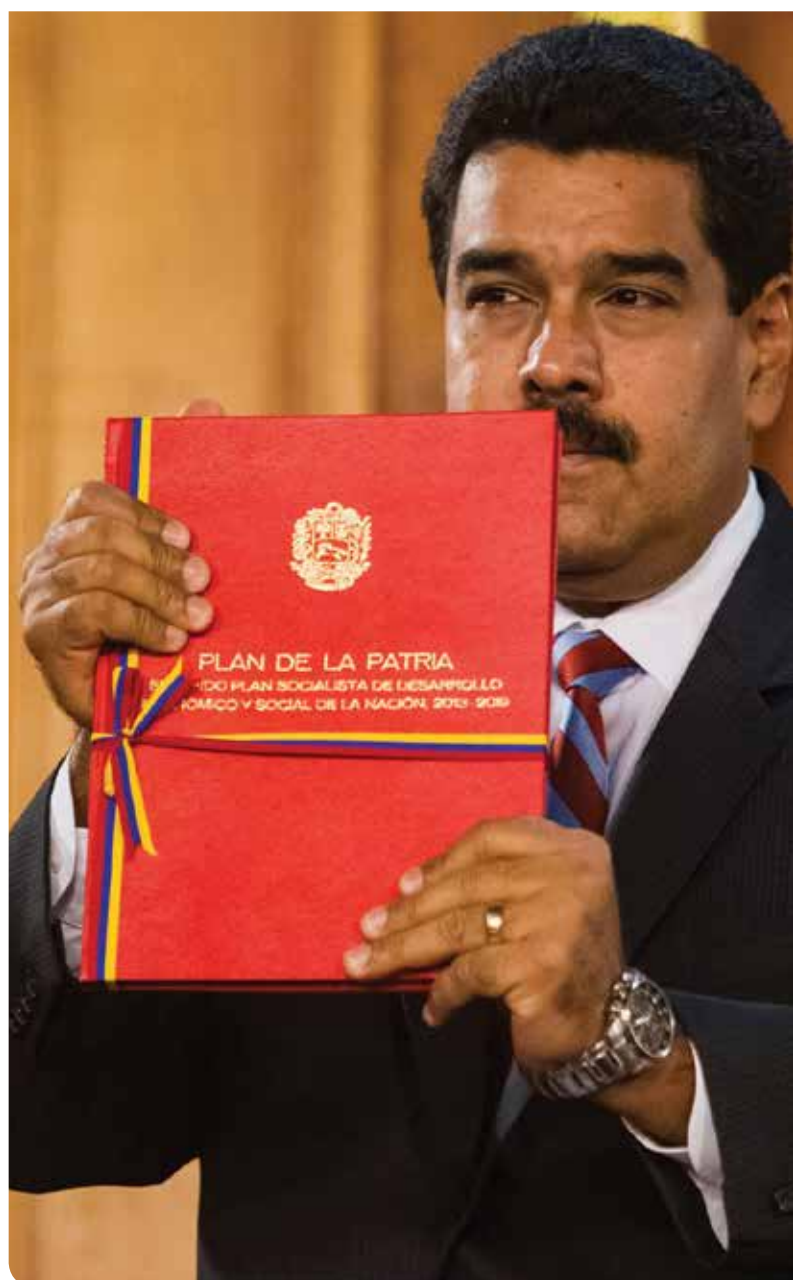
III ● **CONVERTIR A VENEZUELA EN UN PAÍS POTENCIA EN LO SOCIAL, LO ECONÓMICO Y LO POLÍTICO DENTRO DE LA GRAN POTENCIA NACIENTE DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, QUE GARANTIGEN LA CONFORMACIÓN DE UNA ZONA DE PAZ EN NUESTRA AMÉRICA.** Gracias a la explotación racional de nuestras reservas de hidrocarburos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

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

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

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

- Incrementar el nivel de producción de crudo a 6.000 MBD para el año 2019, de los cuales 4.000 MBD provendrán de la FPO Hugo Chávez.
- 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.



PLAN ESTRATÉGICO SOCIALISTA (PES) 2016-2025

El 12 Junio del 2015 inicio un proceso estratégico e inédito en la industria petrolera con la participación de los trabajadores y trabajadoras de la industria petrolera nacional, orientados a construir el Plan Estratégico de PDVSA 2016-2025, con la participación inicial de 96.798 trabajadores bajo el esquema de mesas de trabajo, generando más de 97 mil propuestas las cuales fueron consolidadas en 466 propuestas, todas bajo la filosofía denominada “Recuperar, Sostener, y Crecer” enmarcadas en seis temas estratégicos:

- Posicionar a PDVSA como empresa líder en producción, procesamiento, refinación y comercialización de crudo pesado.
- Motorizar el desarrollo territorial socialista y económico nacional.
- Fortalecer la diversificación de mercado y la integración energética regional.
- Operar y mantener con los mayores estándares de eficiencia de empresas de primer nivel.
- Preservar el ambiente en las operaciones de PDVSA.
- Reimpulsar los valores y principios socialistas en el trabajo cotidiano.

La nueva visión de la planificación corporativa está bajo la premisa de incrementar nuestra confiabilidad operacional, con una inversión gradual y segura, apalancando la continuidad operacional y el crecimiento de la empresa, a través de ocho lineamientos estratégicos, que representan los ejes rectores del Plan, siendo estos:

- Gestión directa y democrática de la clase trabajadora en el proceso social de trabajo.
- Eficiencia y eficacia.
- Optimización y crecimiento de la capacidad de producción.
- Diversificación de mercado e integración regional.
- Soberanía tecnológica.

- Desarrollo territorial.
- Seguridad energética y gestión ambiental.

Este Plan prevé trabajar en pro de la recuperación de los procesos de trabajo y de toda la infraestructura instalada de la empresa, con el fin de incrementar la confiabilidad operacional y estabilizar la producción en los diferentes negocios y filiales de PDVSA, otorgándole independencia y soberanía tecnológica a nuestra industria mediante la valorización de la base de recursos. Con la incorporación masiva de la tecnología nacional en las operaciones petroleras, se conseguirá el impulso productivo al país, de acuerdo a los objetivos y políticas del Plan de la Patria, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013 - 2019.

Los principales proyectos a acometer a los fines de alcanzar los objetivos estratégicos y sustentan el Plan 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, Junín Sur, Boyacá, Ayacucho) y con empresas mixtas existentes (Petrocedeno, Petropiar, Petromonagas, Petrolera Sinovensa, y Petro San Félix).
- 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.
- Condominio industrial Carabobo - Junín.
- Infraestructura para el manejo de la producción temprana de la FPO Hugo Chávez.

- Plantas termoeléctricas a base de coque petrolero en Jose, Junín y Carabobo.
- Refinería Petrobicentenario.
- Conversión profunda Refinería Puerto La Cruz.
- 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 tres Gaseros.
- Ampliación del sistema de inyección de gas norte de Monagas (PIGAP I, II y III).
- Plantas Compresoras Sorocaima (reemplazo Planta Compresora Bachaquero I), Negra Hipólita (reemplazo PCTJ - 2) y Negro Primero (reemplazo PCTJ -3).
- Generación de vapor en Costa Oriental del Lago: plan de generación de vapor y adquisición de generadores de vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero.
- Nuevas Instalaciones El Furril (NIF).

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

- Desarrollo del cinturón gasífero de Venezuela: Proyecto Mariscal Sucre y Proyecto Cardón IV (Rafael Urdaneta).
- Ampliación del sistema de transporte de gas para el mercado interno de los gasoductos: Anaco - Puerto Ordaz, Anaco - Jose, Anaco - Barquisimeto y Ulé - Amuay, y el desarrollo de los nuevos gasoductos Norte Llanero fase I y Orinoco - Apure.
- Planta de Extracción Profunda de LGN Piritá I.
- 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, el occidente del país y la FPO Hugo Chávez.

Otros Proyectos de las diferentes actividades del negocio:

- Proyecto Autogas.
- Bases Petroindustriales Socialistas (BPISOS) en Palital, Chaguaramas, San Diego de Cabrutica, Soledad y Santa Rita.





PDVSA

RADOR

CA 7-8

EPARA

ACION

PDVSA

RADOR

T-7

PA

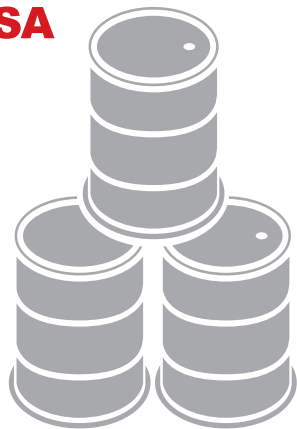
ACION

RADOR

TA



PRINCIPALES ACTIVIDADES



1^{RA}

EN RESERVAS PROBADAS DE

▶ CRUDO

300.878

MMBLs



EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas

Todas las reservas de crudo y gas natural situadas en el territorio venezolano son propiedad de la República, 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, cuyas normas no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.

Las Reservas Probadas son las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural en yacimientos conocidos que, con razonable certeza, se podrán recuperar en el futuro bajo las condiciones económicas y operativas actuales. Debido a la incertidumbre inherente y al carácter limitado de los datos sobre los yacimientos, las estimaciones de las reservas están sujetas a modificaciones, a través del tiempo, a medida que se dispone de mayor información. Las reservas probadas no incluyen los volúmenes adicionales que podrían resultar de extender las áreas exploradas actuales, o de la aplicación de procesos de recuperación secundaria que no han sido ensayados y calificados como económicamente factibles.

Las reservas 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. De acuerdo con las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en:

Reservas Probadas Desarrolladas: comprenden las cantidades que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con equipos y métodos actualmente en uso.

Reservas Probadas No Desarrolladas: son aquellos volúmenes que se esperan recuperar, mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no desarrolladas o en la culminación de pozos existentes.

En el año 2015, 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.

En el año 2015, la producción fue de 1.001 MMBls de crudo (2.742 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de crudo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2015 de 70.166 MMBls. La producción comercial de crudo en la República está concentrada en las siguientes cuencas: Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia) con un volumen acumulado de 44.054 MMBls que se extiende en tierra a lo largo de los estados Zulia, Falcón, Trujillo y en las aguas territoriales del Golfo de Venezuela; la cuenca Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) con 1.517 MMBls que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure. La producción acumulada de la cuenca Oriental es de 24.595 MMBls y se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y Sucre (la FPO Hugo Chávez pertenece a la cuenca Oriental); la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada ya que fue incorporada en el año 2006 y abarca el norte del estado Sucre, Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas.

De acuerdo con los niveles de producción del año 2015, las reservas probadas de crudo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 301 años aproximadamente.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas y producción de hidrocarburos con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2015:

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

CUENCA	Probadas ¹	Probadas Desarrolladas	Producción total ⁵ 2015	Relación Reservas Probadas / Producción
	(MMBls al 31/12/2015)		(MBD)	(AÑOS)
PETRÓLEO				
Maracaibo-Falcón	20.330	4.920	706	79
Barinas-Apure	1.088	204	31	96
Oriental	279.117	7.807	2.005	381
Carúpano	343	-	-	-
Total Petróleo²	300.878	12.931	2.742	301
GAS NATURAL EN MMBPE³				
Maracaibo - Falcón	8.184	1.410	105	214
Barinas - Apure	133	17	5	73
Oriental ⁴	23.919	5.357	1.190	55
Carúpano	2.479	-	-	-
Total Gas Natural en MMBpe	34.715	6.784	1.300	73
Total Hidrocarburos en MMBpe	335.593	19.715	4.042	227

¹ Desarrolladas y no desarrolladas.

² Crudo Extrapesado: reservas probadas de 259.521 MMBls, reservas probadas desarrolladas por 4.257 MMBls, producción de 1.024 MBD, para una relación reservas probadas/producción de 694 años.

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

⁴ Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez, estimadas en 11.192 MMBpe al 31 de diciembre de 2015.

⁵ No incluye 4 MBD de condensado de planta.

La siguiente tabla muestra las reservas y producción anual para cada uno de los campos principales de petróleo de Venezuela producidos por PDVSA, al 31 de diciembre de 2015:

TABLA • RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS
PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre del Campo	Ubicación (Estado)	Año del Descubrimiento	Producción (MBD)	Reservas Probadas (MMBls)	Relación de Reservas Probadas/Producción (Años)
Zuata Principal	Anzoátegui	1.985	278	53.946	532
Cerro Negro	Anzoátegui	1.979	199	32.491	448
Cerro Negro	Monagas	1.979	299	23.505	215
Zuata Norte	Anzoátegui	1.981	27	9.610	991
Uverito	Monagas	1.979	13	9.469	1.942
Huyapari	Anzoátegui	1.979	151	4.561	83
Bare	Anzoátegui	1.950	62	1.833	81
Dobokubi	Anzoátegui	1.981	63	2.137	93
Jobo	Monagas	1.953	8	1.303	437
Melones	Anzoátegui	1.955	23	1.094	128
Tia Juana Lago	Zulia	1.925	74	2.798	103
Bloque VII: Ceuta	Zulia	1.956	68	2.076	67
Bachaquero Lago	Zulia	1.930	42	1.576	39
Urd. Oeste Lago	Zulia	1.955	55	1.342	80
Boscan	Zulia	1.945	104	1.466	132
Lagunillas Lago	Zulia	1.913	39	1.138	61
Tia Juana Tierra	Zulia	1.925	23	1.131	132
Lagunillas Tierra	Zulia	1.913	41	925	61
Urd. Este Lago	Zulia	1.955	4	530	374
Bloque III: Centro	Zulia	1.957	4	504	311
Santa Bárbara	Monagas	1.993	165	1.362	23
Mulata	Monagas	1.941	166	1.148	19
El Furrial	Monagas	1.986	198	907	13
Orocual	Monagas	1.958	14	616	125
Travi	Monagas	2.004	1	447	838
El Carito	Monagas	1.988	51	238	13
Baquerón	Monagas	1.989	5	199	107
Jusepín	Monagás	1.944	18	186	28
Corocoro	Sucre	1.998	33	145	12

Reservas de Crudo

Los niveles de las reservas probadas de crudo, durante el año 2015, se ubicaron en 300.878 MMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 20.330 MMBls Maracaibo - Falcón; 1.088 MMBls Barinas - Apure; 279.117 MMBls Oriental y 343 MMBls Carúpano. La FPO Hugo Chávez forma parte de la cuenca Oriental y sus reservas son 270.703 MMBls de crudo, de las cuales 2 MMBls corresponde a gas húmedo, 76 MMBls corresponde a crudo condensado, 1.609 MMBls corresponde a crudo liviano, 1.202 MMBls corresponde a crudo mediano, 8.299 MMBls a crudo pesado y 259.515 MMBls a crudo extrapesado.

En el año 2015, destacó la incorporación de 1.926 MMBls de reservas probadas, de las cuales 62 MMBls fueron por descubrimientos y 1.864 MMBls por revisiones. Así mismo, para el año 2014 la incorporación fue de 2.615 MMBls; para 2013 la incorporación fue de 1.674 MMBls; en 2012 fue de 1.228 MMBls y en 2011 se ubicó en 2.159 MMBls.

Estas incorporaciones representan una tasa de reemplazo de reservas de crudo que indica los barriles incorporados por cada barril producido, de 192% (2015), 258% (2014), 159% (2013), 116% (2012) y 198% (2011). Las variaciones son el resultado, en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de crudo en sitio y del uso de tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo.

Reservas de Gas Natural

La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 201.349 MMMPC (34.715 MMBpe) al cierre de diciembre 2015, de los cuales 64.916 MMMPC (11.192 MMBpe) están asociados a la FPO Hugo Chávez, razón por la cual se confirma que las arenas existentes allí no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 36.452 MMMPC (6.285 MMBpe) están asociadas a crudo extrapesado presente en la cuenca Oriental. Las reservas de gas natural 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, son desarrolladas.

Durante el año 2015, se inyectaron 895 MMMPC con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 33% del gas natural producido (2.753 MMMPC).

La distribución de las reservas de gas por cuenca es la siguiente: 8.184 MMBpe Maracaibo-Falcón; 133 MMBpe Barinas-Apure; 23.919 MMBpe Oriental y 2.479 MMBpe Carúpano. En 2015 se incorporaron 4.839 MMMPC (834 MMBpe), de los cuales 1.349 MMMPC (233 MMBpe) fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 3.490 MMMPC (602 MMBpe) por revisión.



La siguiente tabla 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 (MMBLs)

RESERVAS PROBADAS MMBLs	2015	2014	2013	2012	2011
Gas Húmedo	2	0,2	0,2	0,2	0,2
Condensado	2.342	2.357	2.384	2.618	2.647
Liviano	10.609	10.493	10.331	10.390	10.157
Mediano	9.716	9.672	9.742	9.786	9.650
Pesado	18.688	18.692	17.597	17.805	17.733
Extrapesado ¹	259.521	258.739	258.299	257.136	257.384
Total petróleo	300.878	299.953	298.353	297.735	297.571
Relación de Reservas/Producción (Años)	301	296	282	280	273
Gas natural (MMMPC) ²	201.349	198.368	197.089	196.409	195.234
Gas natural (MMBpe)	34.715	34.201	33.981	33.864	33.661
Total hidrocarburos en MMBpe	335.593	334.154	332.334	331.599	331.232
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS MMBLs	2015	2014	2013	2012	2011
Gas Húmedo	1	0,1	0,1	0,1	-
Condensado	543	565	615	639	674
Liviano	1.693	1.786	1.829	1.891	1.932
Mediano	1.862	1.725	1.911	2.071	2.237
Pesado	4.574	4.524	4.621	4.321	4.464
Extrapesado	4.258	4.326	3.984	4.053	4.345
Total Crudo	12.931	12.926	12.960	12.975	13.652
Gas natural (MMMPC)	39.350	37.731	39.135	39.252	37.217
Gas natural (MMBpe)	6.784	6.505	6.747	6.768	6.417
Total hidrocarburos en MMBpe	19.715	19.431	19.707	19.743	20.069
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Petróleo	4%	4%	4%	4%	5%
Gas Natural	20%	19%	20%	20%	19%

¹ Las reservas probadas de crudo extrapesado situadas en la FPO Hugo Chávez, tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican al cierre de diciembre 2015 en 259.515 MMBLs aproximadamente.

² Las reservas probadas de gas natural que están asociadas a la FPO Hugo Chávez es de 64.916 MMMPC (11.192 MMBpe). Por otra parte, parte de las reservas probadas de gas natural que están asociadas a crudo extrapesado 36.452 MMMPC (6.285 MMBpe) presente en la Cuenca Oriental.

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2015 se destaca la incorporación por descubrimiento de nueve nuevos yacimientos, como resultado de los estudios efectuados en los Campos Tía Juana Lago, Bloque 2 Lagunillas y Ambrosio en la cuenca Maracaibo-Falcón; los Campos Santa Rosa, Jusepín y El Roble en la cuenca Oriental; y finalmente en la FPO Hugo Chávez también perteneciente a la cuenca Oriental, los Campos Irapa y Cariña. Estos

yacimientos suman un total de incorporaciones por nuevos descubrimientos de 62 MMBLs y 1.349 MMMPCN. De este total, 6 MMBLs de crudo y 857 MMMPC de gas corresponden al esfuerzo de Exploración, mientras que 56 MMBLs y 492 MMMPCG corresponden a estudios consignados por: Estudios Integrados de Yacimientos y empresas mixtas.

Exploración

Como resultado de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el año 2015, se ha logrado el sometimiento ante el MPetroMin de un volumen de reservas de 55,60 MMBIs de crudo y 3.312,16 MMMPC de gas, de los cuales 12,80 MMBIs de crudo y 1.217,01 MMMPC de gas corresponden a esfuerzo propio y 42,80 MMBIs de crudo y 2.095,16 MMMPC de gas consignados por empresas mixtas, dichos volúmenes están asociadas a reservas por descubrimiento con la perforación de los pozos exploratorios en profundidad VLB-1624 y A-162 en Occidente, RG-230 y J-495 en Oriente.

La siguiente tabla muestra las Esfuerzos de Exploración Aprobados.

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

ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)								
Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	RG-HOR-2	RG-230	1,83	33,73	0,86	15,79	2,69	49,52
	J-N9E2A3	J-495	-	710,61	-	-	-	710,61
OCCIDENTE	CBK-1	VLB-1624	10,54	137,33	3,86	46,59	14,40	183,92
	A-AG-1cA1	A-162	6,93	426,46	31,57	1.941,66	38,51	2.368,12
Total Nación			19,31	1.308,12	36,30	2.004,04	55,60	3.312,16

ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)								
Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	RG-HOR-2	RG-230	1,83	33,73	0,86	15,79	2,69	49,52
	J-N9E2A3	J-495	-	710,61	-	-	-	710,61
OCCIDENTE	CBK-1	VLB-1624	2,66	34,80	0,73	8,77	3,39	43,57
	A-AG-1cA1	A-162	1,27	77,87	5,46	335,45	6,72	413,31
Total Esfuerzo Propio			5,76	857,00	7,04	360,01	12,80	1.217,01

ESFUERZO DE EXPLORACIÓN APROBADAS (RESERVAS PROBADAS + PROBABLES)								
Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC	MMBI	MMMPC
ORIENTE	1217,01	RG-230	1,83	-	-	-	-	-
	J-N9E2A3	J-495	-	-	-	-	-	-
OCCIDENTE	CBK-1	VLB-1624	10,54	102,53	3,14	37,83	11,01	140,35
	A-AG-1cA1	A-162	6,93	348,59	26,12	1.606,21	31,79	1.954,80
Total Empresas Mixtas			13,55	451,12	29,25	1.644,03	42,80	2.095,16

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios durante 2015, estuvo centrada en la revisión, identificación y maduración de nuevas oportunidades para incorporar y actualizar la base de recursos de Exploración 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 período, se ha trabajado en 20 proyectos nacionales, 16 en Tierra, tres en Costa Afuera y un Proyecto Especial (Otorgamiento de Licencias de Gas).

También se ha trabajado durante 2015 en dos proyectos de estudio en el ámbito internacional con países con los que se han firmado convenios de cooperación: Bolivia y Cuba, lo cual permitirá investigar volúmenes importantes de hidrocarburos líquidos y gaseosos, con expectativas en el orden de 3.685,00 MMBls y 26.231,10 MMMPC, respectivamente.

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

Área de Occidente: Culminó el **Proyecto Flanco Norandino Este (PGO)**. Como resultado, en el área se definieron diez oportunidades: dos prospectos y ocho leads,

con un volumen de expectativas de 77,71 MMBls de crudo y 21,29 MMMPC de gas. **Reexploración Bachaquero Lago**, permitió identificar y documentar catorce oportunidades exploratorias: 13 prospectos y un leads, a nivel de las unidades informales B-6, B-7, C-6 y C-7 de la Formación Misoa (Eoceno) con expectativas totales de 71,8 MMBls y 127,1 MMMPCG.

Área de Boyacá: Se finalizó el **Proyecto Barinas Este (PGP)**. Con esto se permitió documentar cuatro oportunidades exploratorias (prospectos) con expectativas totales de 40,50 MMBls de crudo y 380,00 MMMPC de gas.

La Actividad de Perforación Exploratoria es de 11 pozos trabajados de los cuales uno está en evaluación (LOL-3X), dos suspendidos (J-503 y LLM-3X) y ocho en progreso (ORC-41X, CHL-11X, TOM-39, FRA-37X, FRA-36, CEI-12X, LLM4X y BLC-1E).

Adicionalmente, se ha trabajado en nueve pozos reexploratorios: ocho pozos de reexploración en profundidad y uno de reexploración somera, de los cuales tres están completados (VLB-1624, JMN-276, J-495), tres en evaluación (LO-07, MCH-05, ARA-31), uno abandonado (RM-51) y dos están actualmente en perforación (RM-52, MGB-HORCÓN-1X).

TABLA • ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN NÚMERO DE POZOS

ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN	2015	2014	2013	2012	2011
Pozos Completados	-	6	4	2	2
Pozos Suspendidos	2	-	-	-	-
Pozos Bajo Evaluación	1	1	-	1	1
Pozos en Progreso	8	4	3	5	3
Pozos Secos o Abandonados	-	-	2	1	-
TOTAL POZOS EXPLORATORIOS	11	11	9	9	6
POZOS DE ARRASTRE	2	3	6	4	1

Producción

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, en el año 2015, alcanzó un total de 3.184 MBD, el cual se distribuye de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente 601 MBD (Gestión Directa 568 MBD, Empresas Mixtas 14 MBD y PDVSA Gas 19 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera 52 MBD (hasta la fecha sólo hay aporte de Empresas Mixtas), Dirección Ejecutiva de Producción Occidente 1.010 MBD (Gestión Directa 634 MBD, Empresas Mixtas 376 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) Hugo Chávez 1.442 MBD (Gestión Directa 577 MBD, Empresas Mixtas 865 MBD) y Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos 79 MBD.

La producción fiscalizada de crudo más LGN total Nación atribuible a PDVSA para el año 2015 fue de 2.863 MBD, la cual se divide de la siguiente manera: Dirección Ejecutiva de Producción Oriente 801 MBD (Gestión Directa 767 MBD, Empresas Mixtas 14 MBD y PDVSA Gas 20 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera (Empresas Mixtas 35 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción Occidente 707 MBD (Gestión Directa 365, Empresas Mixtas 342 MBD), Dirección Ejecutiva de Producción FPO Hugo Chávez 1.265 MBD (Gestión Directa 503 MBD, Empresas Mixtas 762 MBD) y Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos 55 MBD.

En promedio durante el año 2015, la producción total de Gas Natural Nación fue de 7.756 MMPCD, de los cuales 2.460 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 5.296 MMPCD (913 MBpe).

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

TABLA • PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE CRUDO Y LGN PARA EL PERÍODO ENERO-DICIEMBRE 2015, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

PRODUCCIÓN NACIÓN	2015	2014	2013	2012	2011
Dirección Ejecutiva de Producción Oriente	801	866	964	1.061	1.106
Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera	35	38	-	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Occidente	707	750	777	799	810
Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos	55	17	-	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Faja	1.265	1.228	1.274	1.174	1.213
TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN¹	2.863	2.899	3.015	3.034	3.129

¹ A partir del 1º 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)	2015	2014	2013	2012	2011
Condensado	93	110	116	107	104
Liviano	374	416	469	487	511
Mediano	682	619	637	875	917
Pesado + Extrapesado	1.597	1.640	1.677	1.441	1.459
TOTAL PETRÓLEO	2.746	2.785	2.899	2.910	2.991
Líquidos del Gas Natural	117	114	116	124	138
TOTAL PETRÓLEO Y LGN (A)	2.863	2.899	3.015	3.034	3.129
GAS NATURAL (MMPCD)					
Producción Bruta	7.756	7.422	7.395	7.327	7.125
Menos: reinyectado	2.460	2.604	2.779	2.871	2.884
Gas natural neto (MMPCD)	5.296	4.818	4.616	4.456	4.241
Gas natural neto (MBDpe) (B)	913	831	796	768	731
TOTAL HIDROCARBUROS EN BPE (A+B)	3.776	3.730	3.811	3.802	3.860
PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PDVSA POR CUENCA					
Maracaibo-Falcón	706	750	776	796	806
Barinas-Apure	32	38	41	46	55
Oriental	2.008	1.997	2.082	2.068	2.130
TOTAL PETRÓLEO	2.746	2.785	2.899	2.910	2.991
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR CUENCA (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	718	718	771	796	787
Barinas-Apure	31	36	34	7	35
Oriental	7.007	6.668	6.590	6.524	6.303
TOTAL GAS	7.756	7.422	7.395	7.327	7.125
Precio Cesta Exportación (\$/BI) ¹	44,65	88,42	98,08	103,42	100,11
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	0,93	2,51	0,66	0,95	0,88
COSTOS DE PRODUCCIÓN (US\$/Bpe) ²					
Incluye Empresas Mixtas	10,68	18,05	11,40	11,09	7,53
Excluye Empresas Mixtas	3,93	15,10	10,63	10,86	7,23

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 de producción (excluye costo de regalía, costo de impuesto de extracción y costo de depreciación), 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 para cada dirección ejecutiva durante el año 2015, se indican lo siguientes:

Dirección Ejecutiva de Producción Oriente

Divisiones Punta de Mata y Furrial

Alcanzó una generación de potencial oficial de 182,8 MBD. Esta producción estuvo apalancada por la ejecución de RA/RC con y sin taladro con un aporte de 140,6 MBD, 18 pozos de completación con una generación de 29,2 MBD y 48 estimulaciones generando 13 MBD.

Adicionalmente, para el control y mantenimiento de energía, con el fin de mejorar los factores volumétricos de reemplazo, se realizaron las siguientes acciones:

- Cierre de ocho pozos con alta relación gas petróleo con una producción asociada de 5,8 MBD y 185,7 MMPCD. Divisiones Punta de Mata y Furrial.
- Cierre de tres pozos con alta relación agua-petróleo (RAP) con una producción asociada de 0,6 MBD a fin de preservar la energía de los yacimientos de los campos Carito y Furrial.
- Puesta en servicio la T-2 de PIGAP II para inyección, permitiendo incrementar la producción en 200 MMPCD. División Punta de Mata.
- Mejoramiento de los perfiles de inyección de cinco pozos. División Punta de Mata.
- Cierre de tres pozos con una alta inyección de gas y baja producción, 0,8 MBD y 15,6 MMPCD respectivamente, lo que permitió convertir siete pozos a levantamiento artificial por gas lift con una producción asociada de 11,3 MBD y 14,9 MMPCD.

Por otra parte, como estrategia para el incremento de la producción de crudo se ha trabajado en la profundización de los puntos de inyección de gas lift, logrando una generación adicional de 8,5 MBD asociados a cinco pozos. División Furrial.

Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera

División Oriental

Durante el año 2015 se realizó exitosamente la evaluación y completación inferior y superior de los pozos del Campo Dragón (DR-11, DR-9 y DR-8 y DR-5A) que conforman el Esquema de Producción Acelerada (EPA), para una producción asociada de 220 MMPCD de gas.

Avance de 91,5% en la construcción del Gasoducto Dragón-CIGMA (Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho) de 36 pulgadas (103 km).

Por otra parte, se realizaron trabajos de instalación del Pipe Rack asociado a las facilidades de entrada del gas a la Planta PAGMI con un avance de 85,6 % y la construcción de fundaciones para los diferentes equipos a ser instalados (slug catcher, unidades de deshidratación portátil, entre otros).

División Occidental

El Proyecto de Gas Rafael Urdaneta está enmarcado en garantizar el desarrollo del Gas Natural No Asociado en el Golfo de Venezuela y Noroeste del estado Falcón en un área aproximada de 30.000 km² manejando un margen de reservas de 9,5 BPC. Las metas operacionales del año 2015 estuvieron enfocadas en el desarrollo gasífero del Campo Perla (Bloque Cardón IV), logrando el inicio de producción en julio del año 2015 con 150 MMPCD, incorporando 300 MMPCD en el mes de septiembre 2015 para un total de 450 MMPCD, permitiendo adicionar 14 MBD de condensado, cumpliendo así la meta de producción establecida para el año 2015.

Se realizó la perforación y completación de cuatro pozos del Campo Perla (Perla 7, Perla 6, Perla 5 y Perla 1X), así como la instalación total de la Plataforma de Producción Principal PPI y parcialmente instaladas las Plataformas Satelitales PS2 y PS3.

Se logró la energización y puesta en marcha del Tren 150 para el mes de junio 2015 y el Tren 300 para el mes de agosto 2015. Ambos trenes conforman la planta de tratamiento de Gas Tiguadare, municipio Carirubana, Punto Fijo, estado Falcón.

Dirección Ejecutiva de Producción Occidente

División Lago

Se lograron reemplazar 175 líneas a pozos, múltiples y estaciones de flujo por tuberías flexibles equivalentes a 223,1 km para una producción de 29,4 MBD y 46,6 MMPCD.

División Costa Occidental

Para el soporte de producción de esta división se realizaron mejores prácticas en el proceso de completación de pozos utilizando componentes no reactivos, evitando así daños en la formación.

Adicionalmente, se destaca la puesta en servicio del tanque de separación T-202 en la PLD-3, lo cual beneficia la optimización de la producción y el manejo de crudo en la planta.

División Costa Oriental

Se realizó la optimización y cambios de diseño en ocho pozos de bombeo de cavidad progresiva (BCP), con un ganancial de 400 BPD.

Adicionalmente, se realizó la instalación de facilidades y traslado de calderas portátiles B15 y B16 clúster del bloque J-8 para inyección de vapor en pozos nuevos.

Por otra parte, se ejecutó el proyecto Wellflux en el pozo LSJ3714 y se realizó la instalación del inductor térmico con bomba de subsuelo Maxflu en el pozo LSJ3593 de manera exitosa, lográndose obtener ahorros en la entrada de taladro de servicio,

disminución de la producción diferida e incrementando la vida útil de los equipos de subsuelo, quedando demostrado su funcionamiento operacional en la empresa mixta Petrocabimas.

División Sur del Lago Trujillo

Con la perforación del pozo FRA-21X, se logró cuantificar un potencial de 200 BPD.

A fin de realizar un adecuado manejo de los ripios y lodos de perforación, se construyeron siete tanques tipo canoa con cámaras filtrantes, logrando la disminución en los tiempos de perforación, así como minimización de costos y riesgos ambientales.

Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez

Durante el año 2015, se perforaron 595 pozos productores, con una generación asociada de 216,4 MBD. A continuación los detalles por División:

División Carabobo

Perforados 227 pozos productores con una generación asociada de 106,3 MBD.

Se ejecutó la construcción de las facilidades mecánicas, civiles, eléctricas y de instrumentación para la ampliación de la capacidad de compresión y tratamiento de la Planta Compresora Orinoco (PCO) de 35 MMPCD a 60 MMPCD, a fin de garantizar el manejo de gas asociado a la producción del área extrapesado Morichal y de la empresa mixta Petrolera Sinovensa.

Adicionalmente destaca la construcción y puesta en operación del módulo de producción portátil para la deshidratación y desalación de 40 MBD de crudo extra pesado (43.600 barriles de crudo diluido de 16° API y 12% de agua y sedimentos), permitiendo incrementar la flexibilidad y confiabilidad operacional de la planta, en la empresa mixta Petrolera Sinovensa.

División Junín

Se realizó la perforación de 152 pozos productores con una generación de 46,2 MBD.

Adicionalmente, se lleva a cabo la construcción de un gasoducto de 8 pulgadas (8 km) desde el pozo J-17-01G, ubicado en Campo Zuata Principal de Petro San Félix hasta las líneas de entrada a la planta de gas para generación de potencia (GPGP), a fin de garantizar el flujo de gas combustible (10 MMPCD) que será utilizado como fuente de alimentación (gas del proceso) de la planta.

División Ayacucho

Se realizó la perforación de 213 pozos productores con una generación de 63,6 MBD.

Además, se logró la ampliación y adecuación de la Estación de Rebombado Miga que contempla el incremento de capacidad desde 29,5 MBD hasta 90 MBD, a través de la construcción de un tanque de diluyente de techo flotante de 24 MBLs, instalación de cuatro bombas centrífugas de 33 MBD y la instalación de un sistema contra incendio y protección integral.

Adicionalmente, con la finalidad de incrementar la producción de crudo del Campo Casma Anaco de la empresa mixta Petrocuragua, se realizó la ampliación de la planta compresora de Casma Anaco a 10 MMPCD, optimizando todo el proceso de producción de crudo y gas en los pozos con método de extracción de levantamiento artificial.

División Boyacá

Se ejecutó la perforación de tres pozos productores con una generación de 0,25 MBD. Además se realizó la construcción de facilidades mecánicas para el manejo de la producción de los pozos nuevos.

Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos

Esta dirección está orientada a impulsar la infraestructura de producción y manejo de crudo de las nuevas áreas dentro de la FPO Hugo Chávez. La mayoría de los proyectos relevantes en ejecución contemplan la construcción de oleoductos y terminales para el manejo de la producción temprana. Para el período Enero-Diciembre 2015 se perforaron 158 pozos productores con una generación asociada de 60,9 MBD. Los detalles por División son los siguientes:

División Carabobo

Perforados 88 pozos productores con una generación de 45,5 MBD.

La empresa mixta Petrocarabobo realizó la perforación de 23 pozos productores con una generación de 15,4 MBD, así mismo logró la construcción del Centro de Procesamiento de Fluidos Comercial (CPF 30MBD), el mismo se encuentra en proceso de pre-arraque y tiene la finalidad de garantizar el manejo eficaz y seguro de los fluidos producidos.

La empresa mixta Petroindependencia realizó la perforación de 65 pozos productores con una generación de 30,1 MBD.

División Junín

Perforados 70 pozos productores con una generación de 15,4 MBD.

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 el 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe para producir 1.250 MMPCD y 28 MBD de condensado.	En este proyecto se tiene planificado perforar 34 pozos, instalación de dos plataformas de producción, así como los sistemas de producción submarinos, líneas de recolección y sistema de exportación, incluyendo la construcción de 563 km de tuberías. Actualmente se está ejecutando el Esquema de Producción Acelerada (EPA), asociado a una infraestructura que permitirá el aporte al mercado interno de 300 MMPCD, 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, de los cuales ya se encuentran completados y en producción cuatro pozos (Perla 7, Perla 6, Perla 5 y Perla 1X) con una producción promedio de 460 MMPCD de gas y 14 MBD de condensado, así como la instalación en un 100% de la Plataforma de Producción Principal PP1 y parcialmente instaladas las Plataformas Satelitales (PS2 y PS3). En cuanto a las actividades en tierra se logró la energización y puesta en producción del Tren 150 para el mes de junio 2015 y el Tren 300 para el mes de agosto 2015, ambos trenes conforman la Planta de tratamiento de Gas Tiguadare, municipio Carirubana, Punto Fijo estado Falcón.
JUSEPÍN 120	Minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Josepin.	Se instalaron 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 JUSEPÍN 200	Instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón).	La ingeniería, procura y construcción para la instalación y puesta en marcha de una planta compresora ubicada en el Complejo NIF (Hato El Limón), 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 87%.
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.	El proyecto se encuentra operativo. Actualmente en proceso de cierre de contrato.
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), Musipan Planta.	El proyecto se encuentra operativo. Actualmente en proceso de cierre de contrato.
AMPLIACIÓN DE PLANTA ELECTRICA SAN TIMOTEO (TITAN 130)	Generación temprana en las áreas de Moporo y Ceutatrecó, a través de la instalación de turbinas a gas para liberar 239 barriles diarios de combustible diesel.	Construcción e instalación de tres turbogeneradores Solar Titán 130 de 15 MW. Se realizó la sincronización y pruebas en las tres máquinas, queda pendiente un 5% en procura.
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), y soportar el crecimiento contemplado en los compromisos de producción de crudo del área.	En progreso procura de equipos LTE. En proceso de contratación la rehabilitación de la turbomaquinaria que actualmente está almacenada en el almacén. Avance físico del proyecto 30%. Fecha de culminación estimada septiembre 2018.
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 se encuentra en ejecución. Fecha de culminación estimada diciembre 2016.
OLEODUCTO 42 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Meroy 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 de 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 74,4%. Fecha de culminación estimada 2016.
INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO DE 36 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Meroy en 120 MBD.	Etapla I (50 MBD), comprende la construcción de la estación RB-II, incremento de bombeo en la estación Morero, preparación de sitio y 18 km de tubería de 20 pulgadas. Avance total del proyecto 59%. Etapla II (70 MBD), comprende la construcción de la estación EPM-1. Fecha de culminación estimada etapla I marzo 2017 y etapla II diciembre 2017.
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 etapla I comprende la construcción de cuatro tanques de techos flotantes de 250 MBls de capacidad y su interconexión al sistema de bombeo. Actualmente, se encuentran en funcionamiento los cuatro tanques (TK-3008, TK-3006, TK-3004 y TK-3002), quedando pendiente la activación de tres bombas reforzadoras para el llenado. La Etapla II contempla la fabricación de cuatro tanques adicionales de 250 MBls de capacidad y sus respectivas conexiones a los sistemas de bombeo de llenado y vaciados construidos en la etapla I. Avance total del proyecto 70,45%. Fecha de culminación estimada etapla II: diciembre 2016.
OLEODUCTO 42 PULGADAS PTO-TAE (JOSE)	Incrementar la capacidad de transporte de crudo Meroy 16 en 750 MBD.	Comprende el tendido de 160 km de tuberías de 42 pulgadas 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 93,26%. Fecha de culminación estimada enero 2017.
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), Rebombero Miga, Rebombero Melones y futuros centros operativos (COP).	Contempla la ingeniería, procura y construcción de 125 km de tuberías desde Patio de Tanques Oficina hasta los centros de suministro de diluyente: Rebombero Melones, Rebombero Miga, Centro Operativo Bare y la estación de bombas principal. Actualmente el proyecto está en implantación. Fecha de culminación estimada enero 2017.

PROYECTO	OBJETIVO	DESCRIPCIÓN Y AVANCE
CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TAECJAA	Aumento en la capacidad de almacenamiento Mesa-30 (30°API) / Merrey-16 (16° API) en el Terminal de Almacenamiento y Embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA).	Contempla el aumento en la capacidad de almacenamiento Mesa-30 (30°API) / Merrey-16 (16°API) en Terminal de Almacenamiento y Embarque José Antonio Anzoátegui (TAEJAA), con la construcción de cinco tanques de almacenamiento de 350 MBIs cada uno. Fase actual del proyecto implantación. Avance total del proyecto 69,28%, fecha de culminación estimada diciembre 2016.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EMBARQUE DE MONOBOYAS TAECJAA	Aumento en la capacidad de embarque de crudo Mesa-30 (30°API) / Merrey-16 (16°API) en Terminal de Almacenamiento y Embarque José (TAEJ).	Comprende el transporte de crudo para aumentar la capacidad de bombeo de crudo en 40 MBPH hacia tres puestos existentes en plataformas, el bombeo de 100 MBPH hacia la nueva monoboya MB-2, tendido de dos oleoductos de 42 pulgadas que conectarán a la nueva casa de bombas con la nueva monoboya y todas las obras civiles, eléctricas, mecánicas y de instrumentación asociadas al sistema de embarque de la nueva monoboya MB-2, un puesto de embarque, carga de dos productos simultáneos e interconexión de Patios Este y Oeste. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance total del proyecto 35,73%. Fecha de culminación estimada septiembre 2017.
ADQUISICIÓN DE DOS MONOBOYAS PARA PATIO ESTE Y OESTE DEL TAECJAA	El proyecto contempla la adquisición de dos nuevas monoboys tipo torreta para reemplazar las existentes.	Contempla la adecuación de sala de control, inspección y adecuación de las tuberías submarinas monoboya oeste, reemplazo de válvulas y actuadores submarinos monoboya este y oeste, batimetría área oeste y el rediseño de telemetría de la monoboya oeste. Fase actual: implantación / operación. Avance del proyecto 72,9%. Fecha de culminación estimada junio 2017.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS (CPF) PETROURICA	El proyecto contempla el IPC de Centro de Procesamiento de Fluidos: CPF Temporal 30 MBD, CPF Permanente 400 MBD, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400MBD.	Fecha de culminación estimada 2016.
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 97,5%. Fecha de culminación estimada 2016.
.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 80,4% IPC. Fecha de culminación estimada 2016.
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 bombeo denominadas RB-I y RB-II, las cuales estarán ubicadas en las progresivas 91+394 y 42+600, respectivamente medidos desde PTO. Estación de bombeo RB-I, incluye las facilidades eléctricas. Fase actual: Implantación. Se entregaron a COF las tres bombas para el arranque temprano del bombeo II. Avance del proyecto 75,8%. Fecha de culminación estimada 2016.
FACILIDADES DE TRANSFERENCIA DE DILUENTE DESDE JOSEPIÑ HASTA VELADERO	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente requerido para ajustar la gravedad (°API) del crudo pesado y extrapesado del Distrito Morichal hasta Merrey 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 100%.
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.	Etapas I: construcción de estación de bombeo 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 bombeo 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 65%. Fecha de culminación etapa I y etapa II 2016.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MORICHAL (ICA-MOR)	Incrementar la capacidad de almacenamiento de Morichal en 1,4 MBD, para manejar crudo Merrey 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 58,03%. Fecha estimada de culminación agosto 2017.
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 Josepiñ (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 37,23%. Fecha estimada de culminación noviembre 2017.
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 octubre 2017.
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 Petrocedefo.	Contempla la construcción de: * Nueva planta de tratamiento de agua 200 MBD e interconexión con la planta de agua existente. * Nuevo Tercer Tren 95 MBD e interconexiones a trenes existentes. * Nueva sala de control y nuevo SCADA. * IPC tanques (nuevo tanque de diluyente T-3101 B, nuevo tanque de reboso T-3602, dos nuevos tanques desnatadores T-3900 C/D, nuevo tanque de transferencia T-3920 B). * Nueva unidad de generación de electricidad 26 MW - Nueva Unidad de Compresión de Gas. * Servicios comunes Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto 68,9%. Fecha de culminación estimada diciembre 2017.

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. Este factor la ha convertido en una de las filiales más importantes de la industria petrolera, y en la organización líder en la conformación y manejo 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, 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.

Migración de los Convenios Operativos, Convenios de Asociación Estratégica de la FPO Hugo Chávez 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.

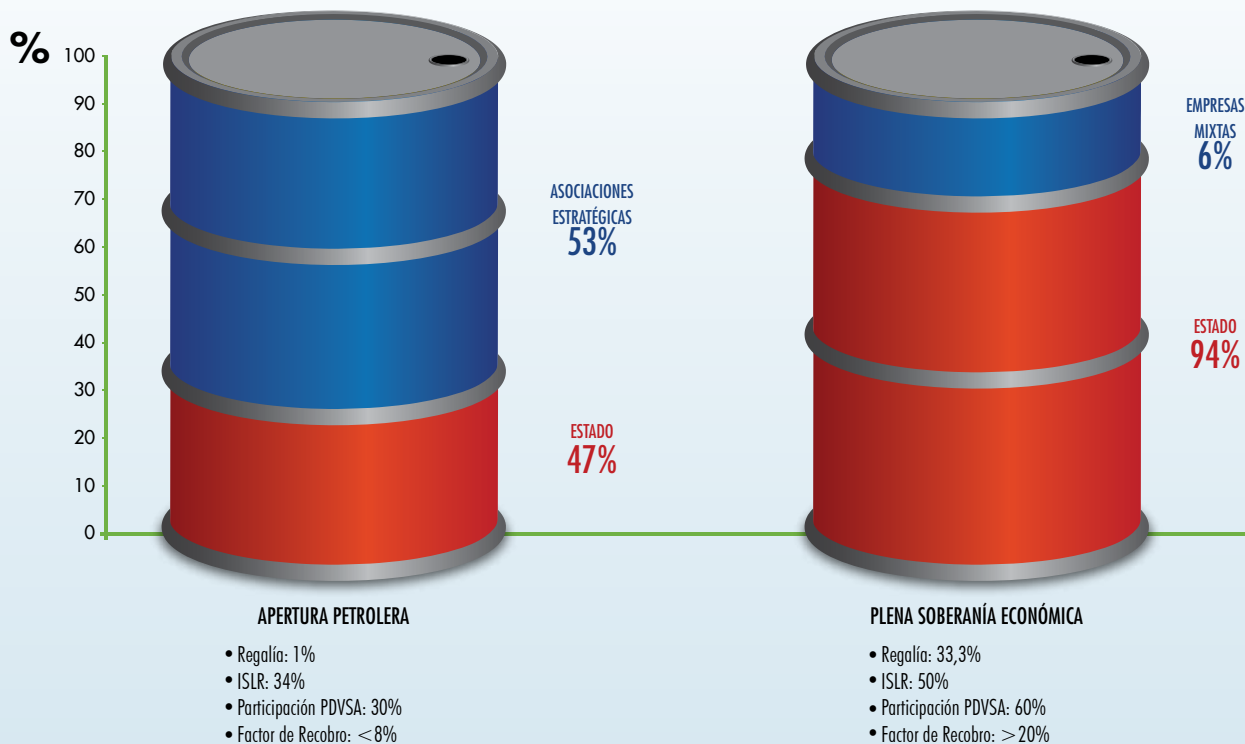
Otra característica importante del modelo de Empresas Mixtas está relacionada con la colocación en los mercados del petróleo extraído: este no podrá ser comercializado por terceras compañías. Aunque el recurso explotado será propiedad de las operadoras de las Empresas Mixtas, el hidrocarburo lo comercializará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

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. El Estado ha percibido ingresos adicionales desde el año 2006 hasta el cierre de 2015 en materia impositiva, producto del cambio de esquema de negocio.

Esquema Fiscal de los antiguos Convenios Operativos y las nuevas Empresas Mixtas.



CVP y sus Empresas Mixtas

La CVP ha sido partícipe en la creación de 45 Empresas Mixtas, de las cuales 43 tienen actividad aguas arriba en el área de producción, una (Petrobicentenario) con actividad de mejoramiento y refinación del crudo proveniente de Petrojunín y la empresa mixta Servicios Logísticos Petroleros Orinoco.

Las Empresas Mixtas creadas durante la nacionalización de la FPO Hugo Chávez, 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 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.

Diversificación de Mercados (Socios)

CVP viene desempeñando un rol protagónico con la puesta en marcha de diversos proyectos en materia energética que apuntala a Venezuela como potencia energética mundial, con una visión multipolar ajustada al nuevo esquema de negocios internacionales. De esta manera, se trabaja 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 y campos maduros para contribuir en la consecución de las metas de producción planteadas.

Cabe señalar que las Empresas Mixtas liviano-mediano se encuentran caracterizadas por producir crudos provenientes de campos que han 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.

Producto de lo antes mencionado, PDVSA procedió a la búsqueda de socios con capacidad de financiamiento y disposición de tecnología. En las 43 Empresas Mixtas liviano-mediano, se tiene un total de 59 socios ubicados en 24 países, lo que representa una oportunidad para establecer sinergias en materia tecnológica para campos maduros, lograr acuerdos en la aplicación y transferencia tecnológicas más apropiadas en el desarrollo del talento humano y en la preservación del medio



ambiente con el mayor componente social. Representa una oportunidad para incrementar producción en yacimientos maduros y aplicar tecnologías que frenen la declinación de estos campos.

Principales tecnologías para incremento de producción

Como parte de las estrategias orientadas a fortalecer y profundizar la soberanía tecnológica del sector hidrocarburos, el cumplimiento de las metas volumétricas establecidas en los planes de negocios de la CVP con las Empresas Mixtas, constituye un reto para la Corporación e implica la aplicación de tecnologías de vanguardia, que permitan mitigar las barreras en campos maduros.

Adicionalmente, un diagnóstico de la situación actual de las empresas mixtas en relación a la producción de crudo de campos maduros, se puede resumir los siguientes aspectos:

1. Las condiciones de yacimiento en campos maduros obligan a la aplicación de diferentes tecnologías para perforación y rehabilitación de pozos, tales como: disponibilidad de equipos de perforación de nueva generación, perforación direccional, dominio de ingeniería, diseño y ejecución de pozos horizontales, así como la aplicación de nuevos diseños de fluidos de perforación.

2. En las Empresas Mixtas liviano - mediano, las tecnologías más usadas se asocian con fluidos de perforación, cementación, control y limpieza, empleo de herramientas rotatorias en hoyos direccionales y herramientas para completación de pozos. Su aplicación ha permitido que al cierre de 2015 se tengan más de 7.000 pozos activos.

3. Adicional a las tecnologías ya implantadas con sinergia entre los socios, para el período 2016-2025, se estima la aplicación de otras tecnologías enfocadas en: perforación bajo balance para controlar pozos y evitar daños a los yacimientos, perforación multilateral, direccionamiento en perforaciones altamente desviadas y nuevas opciones para el aislamiento de agua durante la rehabilitación de pozos.

Hasta ahora, las Empresas Mixtas liviano - mediano han aplicado tecnologías en sinergia con los socios para incrementar su producción. En su mayoría, dichas tecnologías se enfocan en actividades con taladro (perforación y reacondicionamiento), las cuales apuntan a la disminución de tiempos improductivos, minimización del daño en formación y optimización de los costos.

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 2015

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 PARIÁ, S.A.	19/12/07	60,00	32,00	SINOPEC	China
				8,00	INE Oil & Gas INC	Venezuela
	PETROLERA GÚIRIA, 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	INTEGRA OIL AND GAS SAS	Francia
	LAGOPETROL, S.A.	27/12/07	69,00	3,10	EHCPEK	Venezuela
				1,55	CIP	Venezuela
	PETROWARAO, S.A.(AMBROSIO)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia
	PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A.(INTERCAMPO)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China
PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. (BLOQUE X)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia	
DIVISIÓN COSTA OCCIDENTAL DEL LAGO	PETROBOSCÁN, S.A.	11/08/06	60,00	39,20	CHEVRON	EE.UU.
				0,80	INEMAKA	Venezuela
	BARIPETROL, S.A.	09/08/06	60,00	17,50	SUZUM	Portugal
				5,00	PFC	Venezuela
				17,50	PERENCO	Francia
PETROPERIJÁ, S.A.	21/09/06	60,00	40,00	DZO	Holanda	
			36,00	PETROBRAS	Brasil	
PETROWAYU, S.A.	04/09/06	60,00	4,00	Williams International Oil & Gas	EE.UU.	
DIVISIÓN COSTA ORIENTAL DEL LAGO	PETROURDANETA	03/04/12	60,00	40,00	Odebrecht E&P	España
	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

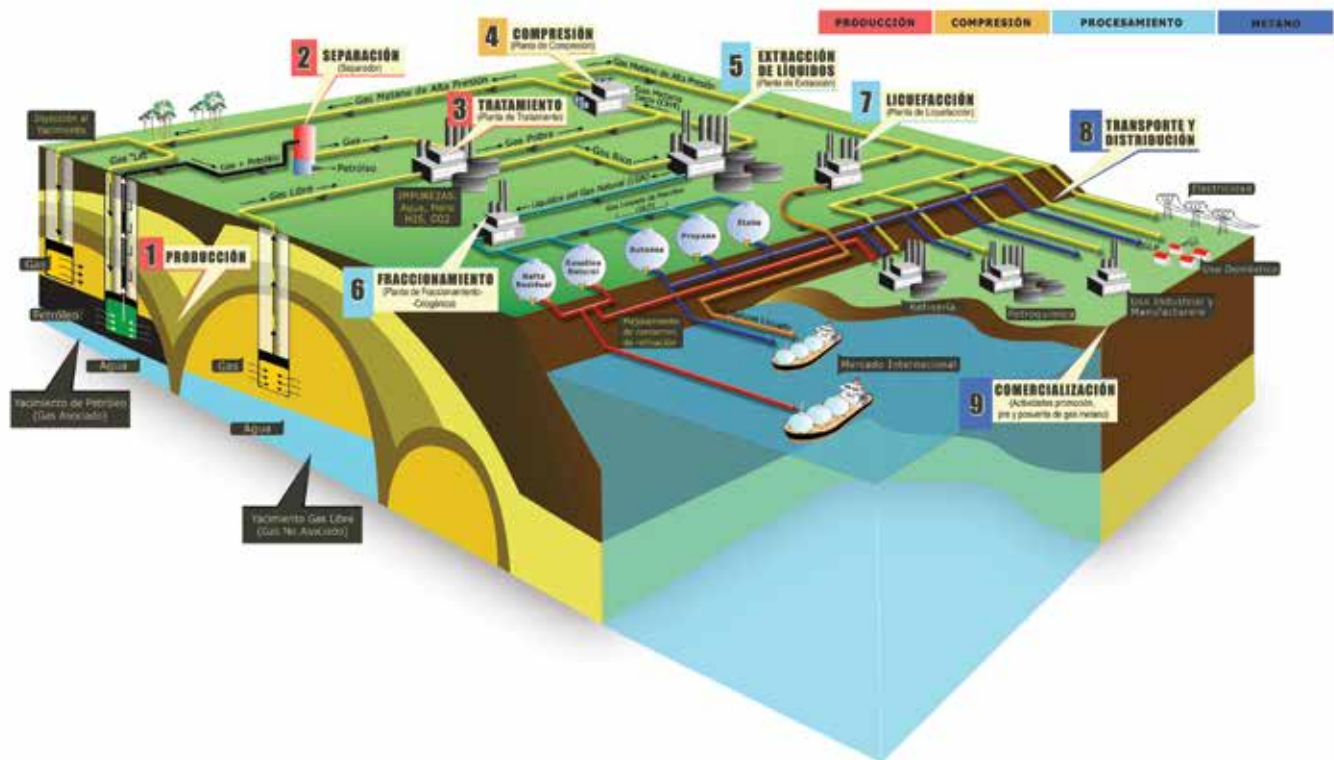
DIRECCIÓN FAJA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	PAÍS	
DIVISIÓN JUNÍN	PETROLERA INDOVENEZOLANA, S.A.	08/04/08	60,00	40,00	ONGC	India	
	PETROCEDEÑO, S.A.	11/12/07	60,00	30,32	TOTAL	Francia	
	PETRO SAN FÉLIX, S.A.	21/02/08	100,00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

Nota: Las Empresas Mixtas Petrolera Indovenezolana, 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 Bielovenezolana, S.A., Petrolera Venangocupet, Petroguárico, S.A., operan campos fuera o en áreas limítrofes de la FPO Hugo Chávez. A pesar de no operar bloques de la misma, administrativamente pertenecen a la Dirección Faja.

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:

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

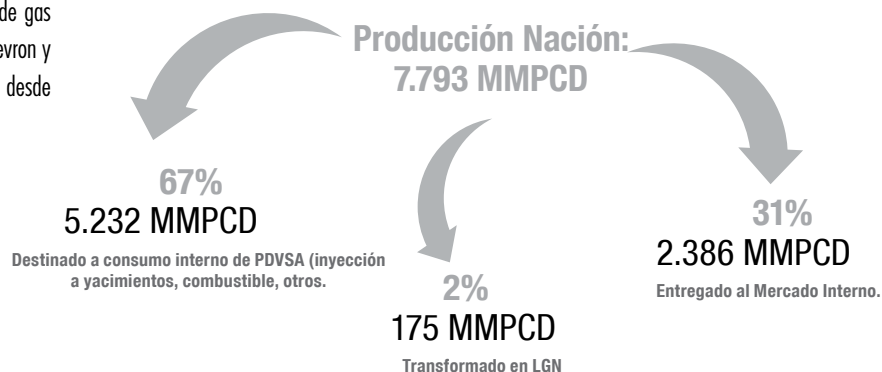
Producción y disponibilidad de Gas Natural y LGN

Gas

La disponibilidad total de gas natural, en el ámbito nacional, se ubicó en 7.793 MMPCD, de los cuales 7.756 MMPCD corresponden a producción bruta de gas natural nacional y 37 MMPCD de gas metano recibido de las empresas Chevron y ECOPEPETROL a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte (aporte desde Colombia hasta el 30 de junio 2015, por finalización de contrato).

PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL	VOLUMEN
	MMPCD
Anaco	772
PDVSA GAS	772
Dir. Ejecutiva Oriente	4.959
Dir. Ejecutiva Occidente	465
Dir. Ejecutiva Faja	264
E y P	5.688
Dir. Ejecutiva Oriente	88
Dir. Ejecutiva Costa Afuera	45
Dir. Ejecutiva Occidente	186
Dir. Ejecutiva Faja	475
EMPRESAS MIXTAS	793
Cardon IV	139
CARDON IV	139
Gas Guárico	42
Quiriquire Gas	161
Ypergas	140
Bielovenzolana	21
LICENCIAS	364
TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN	7.756
Compras al exterior	37
TOTAL DISPONIBLE	7.793

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)

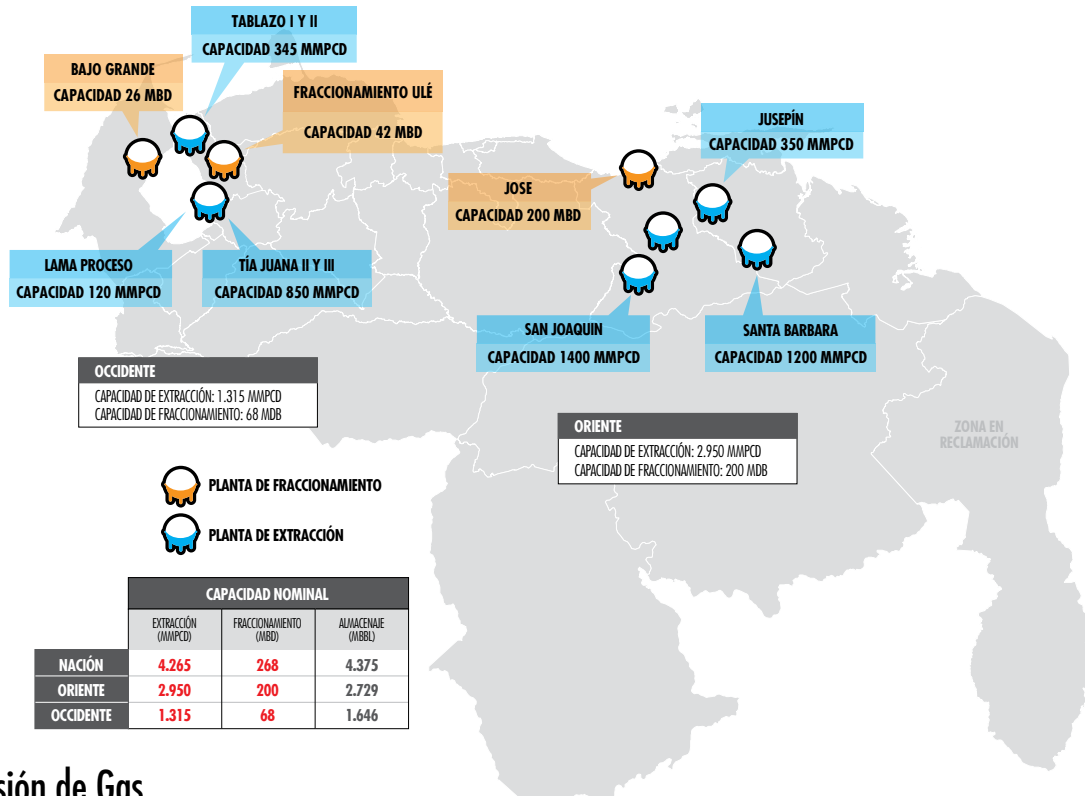
Al cierre del período se alcanzó una producción de 117 MBD y se realizaron compras de GLP por 25 MBD, obteniéndose una disponibilidad de 142 MBD.

TABLA • DISPONIBILIDAD LGN

LGN	MBD
Oriente	117
PRODUCCIÓN LGN	117
Refinerías (Nacionales e Isla)	4
Importación	21
COMPRAS DE GLP	25
TOTAL DISPONIBLE	142

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 siguiente figura:

INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO DE LGN



Compresión de Gas

Al cierre del período, la infraestructura de compresión de PDVSA estuvo conformada por 151 plantas y 553 unidades de compresión, distribuidas en el oriente y occidente del país, como se muestra en el gráfico anexo.

INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN

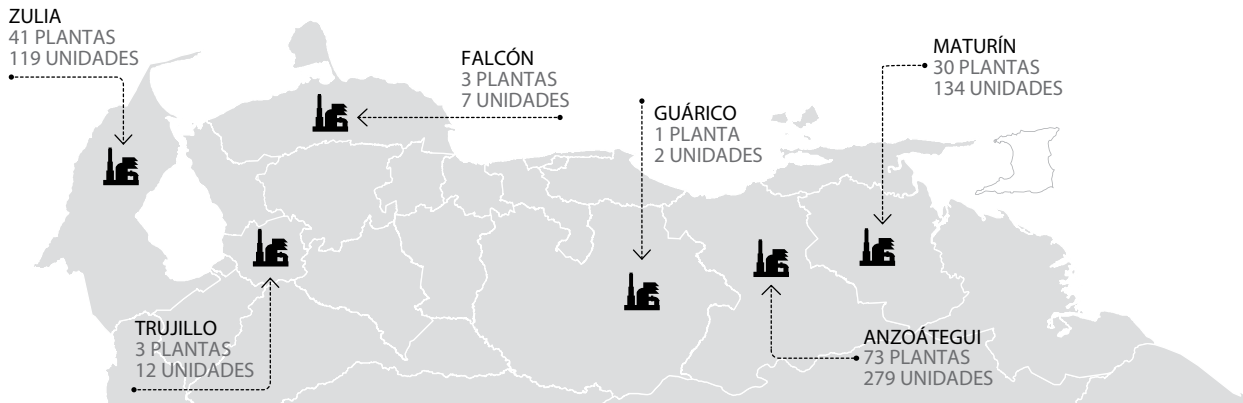


TABLA • INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN POR NEGOCIO

NEGOCIOS PDVSA	PLANTAS	MÁQUINAS	SERVICIOS
PDVSA Gas	39	170	
EyP Oriente	12	48	
EyP Faja	26	94	
Empresas Mixtas	27	103	
Sub-total Oriente	104	415	
EyP Occidente	34	96	
Empresas Mixtas	13	42	
Sub-total Occidente	47	138	
TOTAL	151	533	

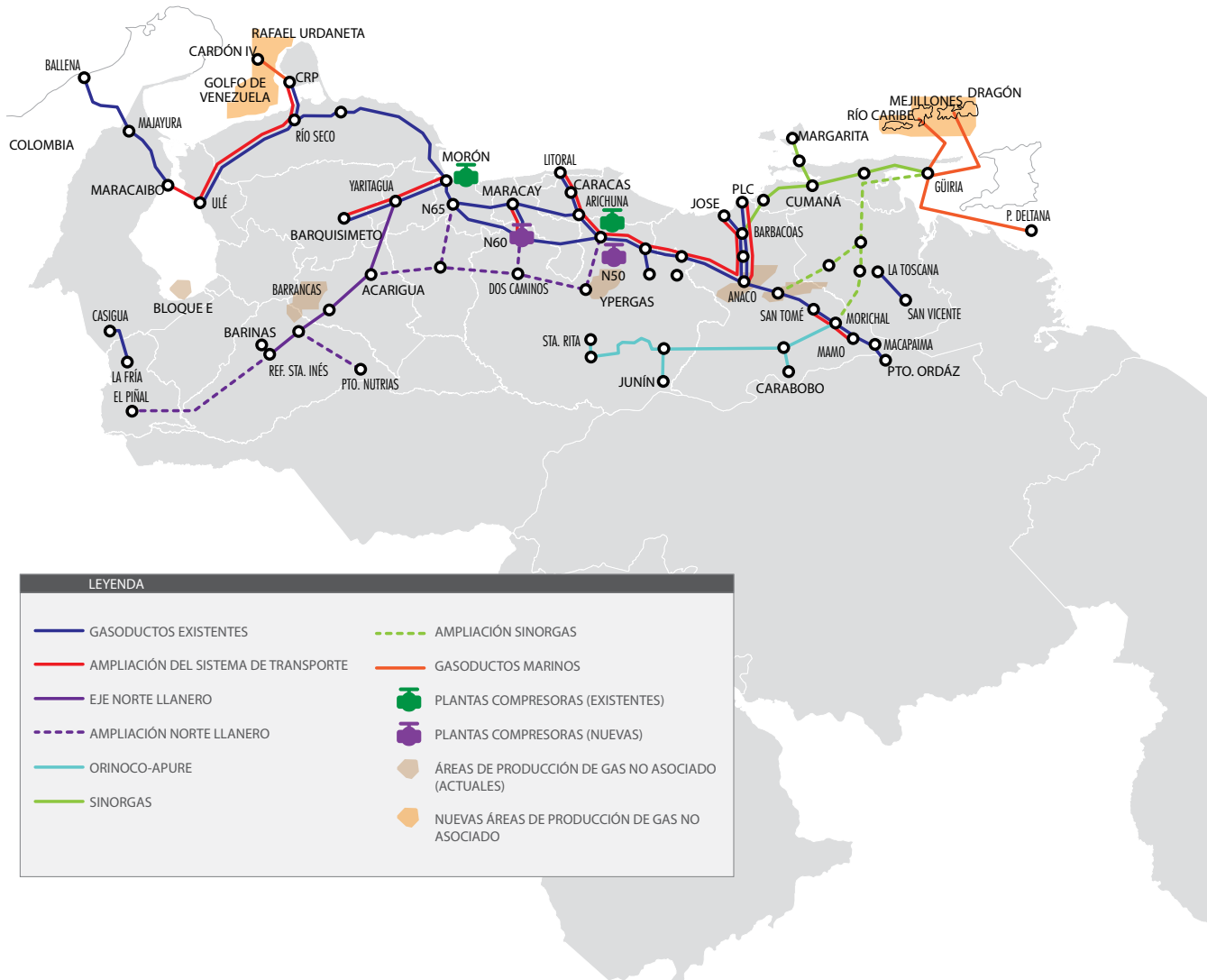
- Mercado interno
- Inyección de gas
- Generación eléctrica
- Levantamiento artificial

Transporte, Distribución y Comercialización

Gas

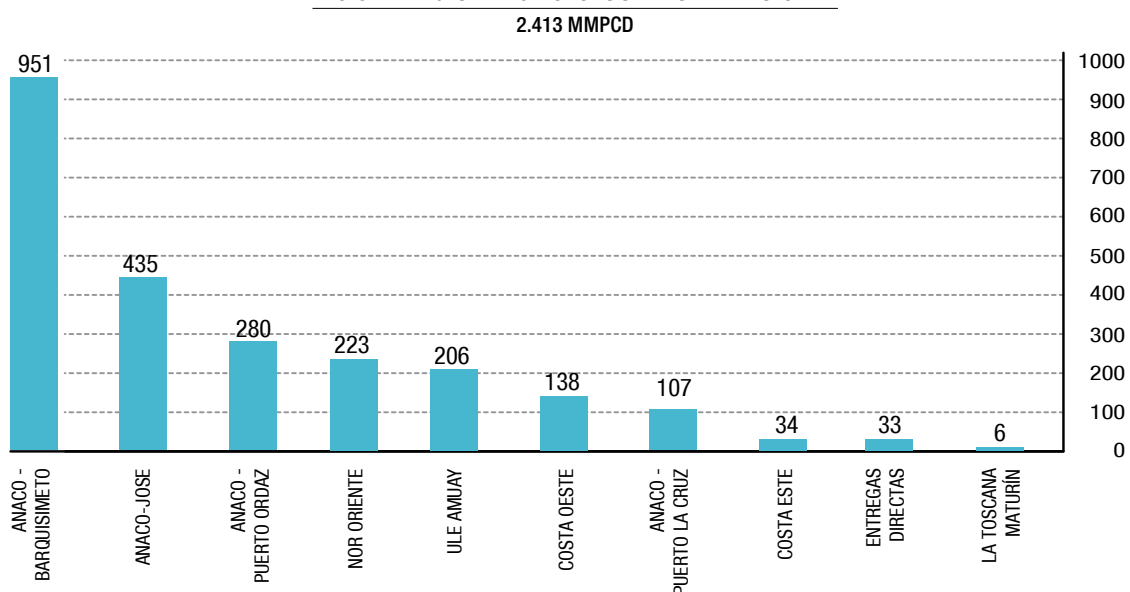
El transporte y la distribución del gas en el territorio nacional se realiza a través de los sistemas de transporte de gas de alta presión (gasoductos), distribuidos geográficamente en gran parte del territorio nacional (oriente, centro, centro occidente y occidente), dentro de los cuales se cuenta con siete sistemas y tres plantas compresoras:

- a. Sistema Anaco – Barquisimeto - Río Seco.
- b. Sistema Anaco - Jose / Puerto La Cruz.
- c. Sistema Anaco - Puerto Ordaz.
- d. Sistema Toscana - San Vicente.
- e. Sistema Ulé - Amuay.
- f. Sistema Transoceánico (Gasoducto Antonio Ricaurte).
- g. Sistema Nororiental G/J José Francisco Bermúdez.
- h. Plantas Compresoras Altagracia, Nueva Planta Compresora Altagracia y Morón.



Con esa infraestructura, se logró transmitir y distribuir un volumen promedio de 2.413 MMPCD en forma segura y confiable a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución de gas metano en el ámbito nacional.

VOLUMEN DE GAS MANEJADO POR SISTEMAS DE TRANSPORTE



En cuanto a la comercialización del gas metano, al cierre del año 2015, se alcanzó una venta promedio de 2.387 MMPCD, distribuidos de la siguiente manera a los distintos sectores económicos en el ámbito nacional:

VENTAS DE GAS POR SECTOR	VOLUMEN MMPCD	%
Eléctrico	936	39,2%
Petrolero	480	20,1%
Petroquímico	393	16,5%
Siderúrgico	180	7,5%
Manufacturero	176	7,4%
Distribuidor	103	4,3%
Cemento	73	3,1%
Aluminio	26	1,1%
Doméstico	15	0,6%
Autogas	5	0,2%
TOTAL VENTAS	2.387	100%

LGN

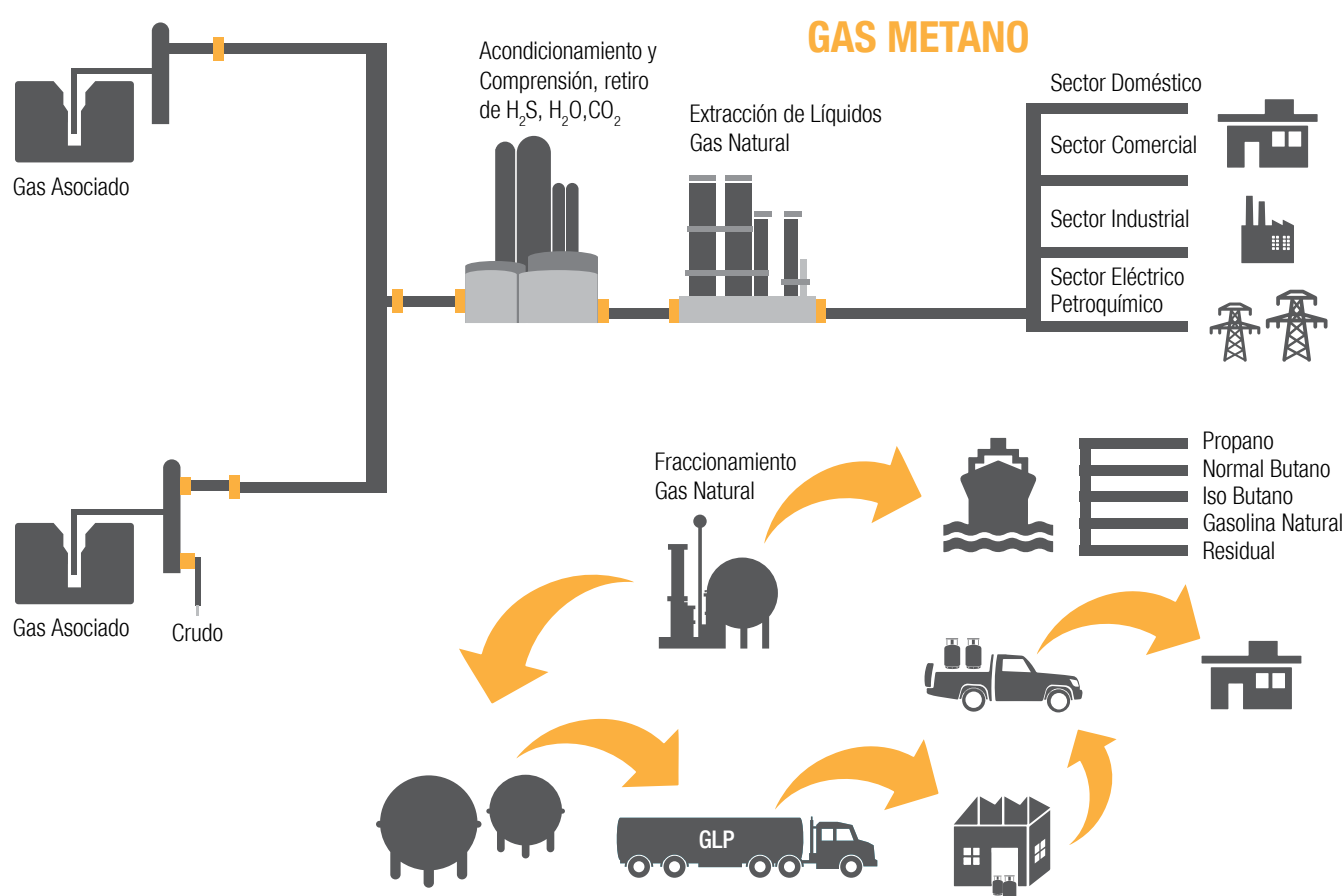
Los productos fraccionados son distribuidos a diversos sectores nacionales e internacionales, siendo el volumen al cierre del año 140 MBD:

VENTAS LGN	MBD
Mercado Interno	43
Pequiven	42
Producción EyP	31
Refinación	18
Exportación	5
Industrialización	1
TOTAL	140

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).

PROCESOS DE LA INDUSTRIA DE GAS



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 448 chutos, 325 cisternas y

2.539 camiones para el despacho de bombonas y granel, permitiendo atender a 4.694.673 familias mensualmente.

En 2015, se fabricaron/repararon 337.432 bombonas, se repararon 86.854 válvulas y se fabricaron/repararon 303 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial.

Dentro de los logros más importantes de PDVSA Gas Comunal en el año 2015, se resaltan los siguientes:

Construcción de plantas de llenado de GLP: Durante el año 2015, se puso en marcha la planta de llenado de GLP "Paramaconi Rivas Rondon" ubicada en los Teques, estado Miranda, 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 2015, se continuó con la manufactura de tanques tipo cisterna para el transporte de GLP, se culminó una cisterna de 12.500 galones.

Empresa de Producción Social Directa Comunal (EPSDC): En 2015, se inauguraron cuatro centros de acopio construidos por PDVSA Gas Comunal y se pusieron en marcha cinco rutas de distribución, conjuntamente con las comunidades organizadas; teniendo a la fecha 99 EPSDC en el territorio nacional, que atienden a 1.008.666 familias.

Construcción de Sala Nacional de Control y Monitoreo: Durante el año 2015, se puso en marcha la Sala Nacional de Control y Monitoreo de GLP ubicada en

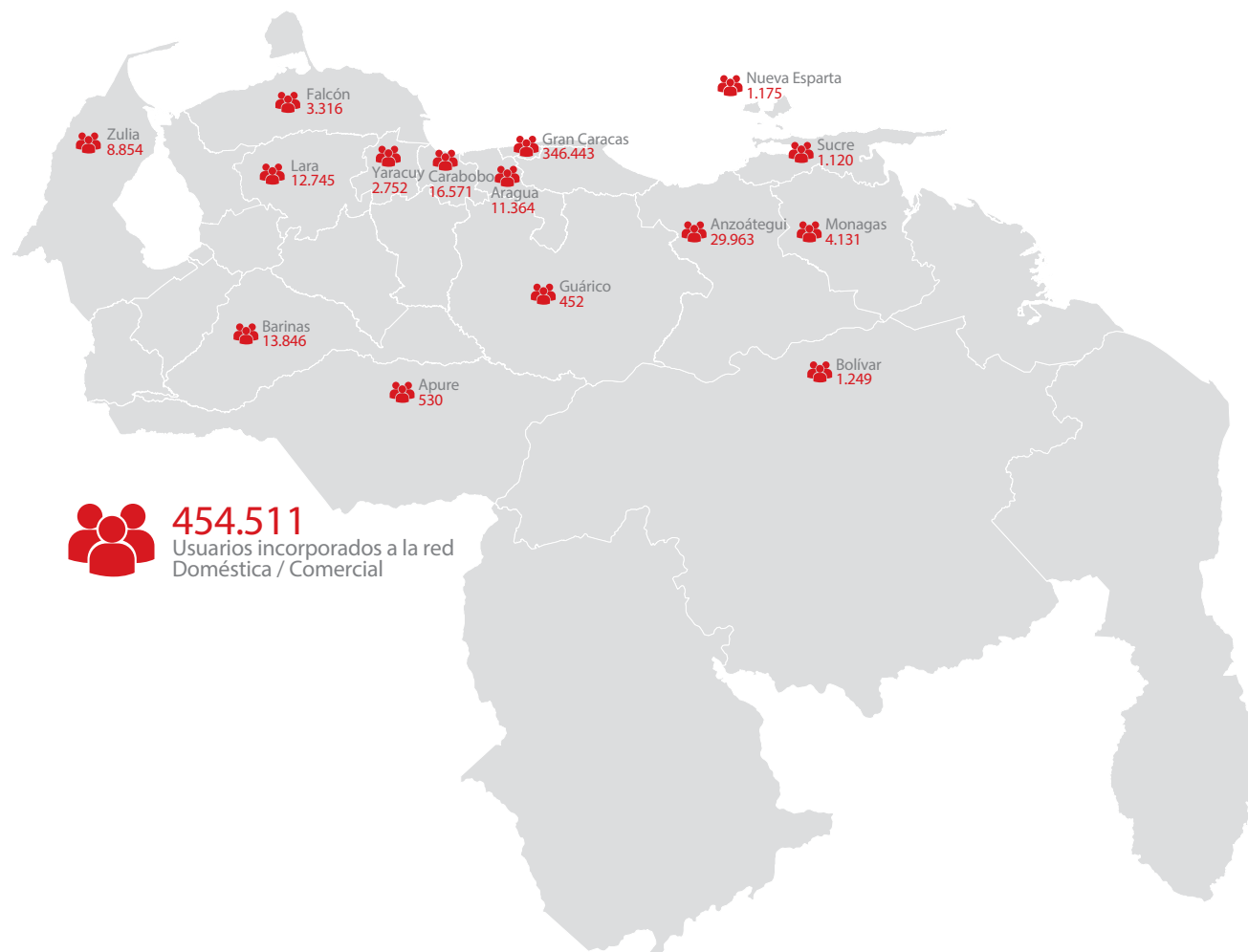
Guarenas, estado Miranda, la cual en una primera fase efectuará el monitoreo de la flota en tiempo real y posteriormente el monitoreo de las rutas de distribución de GLP.

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 cada día 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.

Es importante mencionar que el sector doméstico está referido a 454.511 usuarios administrados por PDVSA GAS, de los cuales 99% es para uso residencial y 1% para uso comercial.

USUARIOS DE GAS DOMÉSTICO 2015



REFINACIÓN

Capacidad de Refinación

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Al 31 de diciembre de 2.015, la capacidad de refinación en el ámbito mundial fue 2.730 MBD.

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, Cuba	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	153	77
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	HOVENSA ⁶	50	495	248
Sweeny, Texas	PDV Sweeny ⁷	50	110/58	55/29
TOTAL ESTADOS UNIDOS			1.397	1.074
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 MUNDIAL⁹			3.236	2.807

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 Exxon Mobil.

⁶Una empresa mixta con Hess Co. En proceso de venta

⁷Una empresa mixta con Conoco Phillips.

⁸Una empresa mixta con Neste Oil AB.

⁹Esta capacidad incluye las operaciones efectuadas por Chalmette. Esta empresa fue vendida en Octubre de 2015. Al 31 de Diciembre de 2015 la capacidad nominal y participación neta de PDVSA se ubicó en 3.083 MBD y 2.730 MBD respectivamente.

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 2015, fue de 863 MBD (se descuenta la transferencia de 3 MBD de residual al crudo procesado en Refinería El Palito, proveniente de la Refinería Puerto La Cruz). Adicionalmente, se recibieron 149 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 1.012 MBD de productos, de los cuales 290 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 282 MBD a jet y destilados, 294 MBD residuales, 14 MBD asfaltos, 5 MBD a lubricantes y 127 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 2015, fue de 587 MBD. Por otra parte, se recibieron 91 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 678 MBD de productos, de los cuales 175 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 207 MBD a jet y destilados, 177 MBD a residuales, 14 MBD a asfaltos, 5 MBD a lubricantes y 100 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en CRP, 55% se destina al mercado interno y 45% 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 (SRQ) (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 2015, fue de 179 MBD. Además, se recibieron 47 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 225 MBD de productos, de los cuales 67 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 56 MBD a jet y destilados, 85 MBD a residuales y 17 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 44% al mercado local y 56% 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.

• Refinería El Palito (RELPL)

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 RELPL en 2015, fue de 100 MBD. Adicionalmente, se recibieron 103 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 203 MBD de productos, de los cuales 86 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 69 MBD a jet y destilados, 38 MBD a residuales y 10 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este Complejo de Refinación, se destina 79% al mercado local y 21% para el mercado de exportación, dirigido a los países de América y Asia.

Refinación Internacional

PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar en 2015, un volumen de crudos de 1089 MBD, de los cuales 490 MBD fueron suministrados por PDVSA. Igualmente, se recibieron 152 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos fue de 1241 MBD, de los cuales 484 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 205 MBD a jet y destilados, 326 MBD a residuales, 18 MBD a asfalto, 9 MBD a lubricantes y 199 MBD a otros productos y especialidades.

Para el año 2015, se redujo la participación accionaria de PDVSA en los negocios de refinación en el exterior, al concretarse la venta de Chalmette Refining LLC.

Norteamérica

• CITGO Petroleum Corporation

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

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 refinерía, 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 2015, el volumen de crudo procesado en CITGO fue de 720 MBD. Adicionalmente, se recibieron 113 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 833 MBD de productos, de los cuales 384 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 72 MBD a jet y destilados, 244 MBD a residuales, 133 MBD a otros productos y especialidades.

• Chalmette Refining LLC (CRLLC)

Es una empresa mixta integrada por PDVSA y ExxonMobil, con participación de 50% para cada socio, fue vendida el 31 de octubre de 2015. Localizada en la ciudad de Chalmette, Louisiana, tiene una capacidad de 184 MBD.

El volumen de crudo procesado en la Refinería Chalmette en 2015, fue de 133 MBD. Por otra parte, se recibieron 25 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 158 MBD de productos, de los cuales 41 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 60 MBD a jet y destilados, 4 MBD a residuales, 53 MBD a otros productos y especialidades.

• Merey 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 merey 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. Hovensa cerró operaciones el mes de febrero de 2012, para operar como terminal de almacenamiento de productos. En septiembre de 2015, HOVENSA, inicia un proceso de venta, quedando pendientes por cubrir algunos reclamos por parte de los deudores y garantías ambientales para cerrar el proceso de venta, la cual se espera concretar en el año 2016.

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 2015, el volumen de crudo procesado fue de 178 MBD y se recibieron 5 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 183 MBD de productos, de los cuales 51 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 53 MBD a jet y destilados, 57 MBD a residuales, 2 MBD a asfalto, 2 MBD a lubricantes y 17 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 2015, el volumen de crudo procesado en la Refinería fue de 49 MBD y se obtuvo una producción de 7 MBD de gasolinas y naftas, 18 MBD de jet y destilados, 21 MBD de residuales y 3 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 2015 fue de 22 MBD, y se obtuvo una producción de 3 MBD de gasolinas y naftas, 5 MBD de jet y destilados, 12 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 suplente 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 2015, fue de 7 MBD, y se obtuvo una producción de 2 MBD de gasolinas y naftas, 3 MBD de jet y destilados, 2 MBD de residuales. Durante el año 2015 la Refinería tuvo una parada total para realizar mantenimiento preventivo a todos sus equipos y plantas.

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 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 2015, el volumen de crudo procesado en Nynas fue de 31 MBD. Adicionalmente, se recibieron 17 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 48 MBD de productos, de los cuales 11 MBD corresponden a jet y destilados, 4 MBD a residuales, 18 MBD a asfalto, 13 MBD a lubricantes y 2 MBD a otros productos y especialidades.

TABLA • BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL

	2015 MBD		2014 MBD		2013 MBD	
CAPACIDAD TOTAL DE REFINACIÓN	3.236		3.267		3.267	
PARTICIPACIÓN DE PDVSA EN LA CAPACIDAD	2.807		2.822		2.822	
ALIMENTACIÓN A REFINACIÓN						
CRUDO - SUMINISTRADO POR PDVSA						
Liviano	284	13%	332	15%	312	14%
Mediano	596	27%	639	29%	649	29%
Pesado	473	21%	417	19%	454	21%
SUBTOTAL	1.353	61%	1.388	63%	1.415	64%
CRUDO - SUMINISTRADO POR TERCEROS						
Liviano	374	17%	283	13%	241	11%
Mediano	15	1%	58	3%	96	4%
Pesado	210	9%	209	10%	191	9%
SUBTOTAL	599	27%	550	26%	528	24%
OTROS INSUMOS						
Suministrados por PDVSA	155	7%	155	7%	185	8%
Suministrados por Terceros	147	7%	129	6%	107	5%
Total Transferencias ⁴	-40	-	-38	-2%	-28	-1%
Gasolinas / Naftas	-32	-	-34	-	-20	-
Destilados	-8	-	-4	-	-8	-
SUBTOTAL	262	12%	246	11%	264	12%
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN						
Suministrado por PDVSA ¹	1.508	68%	1.543	70%	1.600	71%
Suministrado por Terceros	746	34%	679	32%	635	29%
Transferencias	-40	-	-38	-2%	-28	-
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN	2.214	100%	2.184	100%	2.207	100%
Factor de Utilización²	70%		77%		78%	
PRODUCTOS OBTENIDOS³						
Total Gasolinas/Naftas	743	34%	760	35%	753	34%
Gasolinas / Naftas	775	-	794	-	773	-
Gasolinas / Naftas Transferida ⁴	-32	-	-34	-	-20	-
Total Destilados	480	22%	693	32%	696	32%
Destilados	488	-	697	-	704	-
Destilados Transferidos ⁴	-8	-	-4	-	-8	-
Residual de bajo Azufre	316	14%	104	5%	107	5%
Residual de alto Azufre	249	11%	316	14%	282	13%
Asfalto	31	1%	25	1%	25	1%
Total Lubricantes	14	1%	13	1%	11	0%
Lubricantes	14	-	13	-	11	-
Lubricantes Transferidos ⁴	-	-	-	-	-	-
Petroquímicos	48	2%	53	2%	57	3%
Total Otros	340	15%	236	11%	297	13%
Otros	340	-	236	-	297	-
Otros Transferidos ⁴	-	-	-	-	-	-
TOTAL PRODUCIDO	2.221	100%	2.200	101%	2.228	101%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	-7	0%	-16	-1%	-21	-1%
TOTAL PRODUCIDO	2.214	100%	2.184	100%	2.207	100%

¹PDVSA aportó 68%, 70% y 71% de los requerimientos totales de crudos e insumos a las refinerías en las que posee participación para los años 2015, 2014 y 2013, 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.

Nota: Este balance de refinación incluye la capacidad, la participación de PDVSA y el procesamiento de crudo de Chalmette, efecto de sus operaciones durante el ejercicio previo a su desincorporación por venta. Para más información ver nota 9 del cuadro de capacidad de refinación (pag 62) y la sección explicativa de Chalmette (pag 64).



COMERCIO Y SUMINISTRO

Para el año 2015 el precio del Dated Brent promedió 52,39 US\$/Bl, mientras que la Cesta Venezuela se ubicó en 44,65 US\$/Bl, 43,77 US\$/Bl por debajo del promedio del año 2014 cuando cerró en 88,42 US\$/Bl.

Los precios de los principales marcadores de crudo comenzaron el año 2015 cerca de sus niveles mínimos en los últimos seis años, en medio de un amplio suministro, altos inventarios y alta producción de crudo en EE.UU., que disminuyeron los precios hasta 60% del valor alcanzado durante el mes de junio 2014.

Luego de los mínimos valores alcanzados en los últimos seis años durante el mes de enero de 2015, los precios del petróleo comenzaron a recuperarse en los siguientes meses debido a los altos márgenes de refinación, los cuales fueron impulsados por el fuerte invierno que incrementó la demanda de combustibles para calefacción. Igualmente, a finales del primer trimestre del año, los continuos reportes de disminución de las plataformas de perforación en EE.UU., hacían presagiar la disminución de la producción de crudo de esquisto en el país norteamericano.

Durante el segundo trimestre del año, los precios continuaron encontrando soporte en los márgenes de refinación, esta vez apoyados en una fuerte demanda de gasolinas proveniente principalmente de EE.UU., debido a los bajos precios al detal comparados con años anteriores; ello junto con la continua caída de las plataformas de producción en el país norteamericano, que presagiaba una reducción en la producción de crudo estadounidenses; lo cual trajo como consecuencia que alcanzaran los precios de hidrocarburos más altos del año 2015, cuando el crudo marcador Dated Brent alcanzó los 64,23 US\$/Bl promedio en el mes de mayo.

A pesar de la alta tasa de refinación, durante el segundo trimestre del 2015 los inventarios de crudos en Europa y en EE.UU. alcanzaron niveles record por la alta producción de crudo a nivel global. De acuerdo a cifras publicadas por la OPEP, Arabia Saudita bombeó durante el segundo trimestre un promedio de 10,4 MMBD mientras que Irak produjo 3,35 MMBD, un aumento de 687 MBD y 240 MBD respectivamente, comparados con la producción promedio del año 2014. Igualmente, a pesar de la reducción del número de plataformas de producción activas en EE.UU., la producción de este país alcanzó en mayo su máximo nivel de 9,61 MMBD.

Durante los meses de verano, los refinadores seguían disfrutando de altos márgenes apoyados por el precio de las gasolinas, los cuales alcanzaron niveles no vistos en más de dos años, el precio de la gasolina superó en más de 27 US\$/Bl el precio del crudo Brent durante el mes de julio de 2015, pero a pesar de ello, la alta disponibilidad de crudo, principalmente liviano dulce, ejercía presión sobre los precios de los principales marcadores de crudo, haciéndolo retroceder desde su niveles máximos del año alcanzados en mayo.

No solo la alta disponibilidad de crudo ejerció presión sobre los precios, también la incertidumbre económica, proveniente principalmente de países asiáticos, ha jugado un papel importante en la caída de los precios de los hidrocarburos. La economía China ha venido desacelerándose producto de la debilidad persistente de su actividad fabril y el enfriamiento de la inversión. Como consecuencia de ello,

el Producto Interior Bruto (PIB) de China creció 6,9% en 2015, la cifra más baja desde que se iniciara la crisis financiera mundial y la primera vez desde 2009 que el PIB chino cae por debajo de 7%. Para ayudar a recuperar la economía, el Banco Central Popular de China (Central) ha recortado las tasas de interés. Para el mes de agosto del 2015, se habían realizado seis recortes en los últimos once meses, un período durante el cual las tasas de interés pasaron de 6% a 4,35%.

Durante el mes de julio de 2015, Irán y un grupo de seis países (China, EE.UU., Francia, Inglaterra, Rusia y Alemania) alcanzaron un acuerdo el día 14 de ese mes para limitar el programa de generación de energía nuclear iraní a cambio de levantar las sanciones internacionales y multilaterales. Entre los puntos acordados destacan que Irán no producirá uranio altamente enriquecido durante los próximos 15 años y se deshará de 98% del material nuclear que posee. EE.UU y Europa podrán verificar el grado de cumplimiento del acuerdo. Antes de comenzar el levantamiento de las sanciones, Irán deberá cumplir con los "pasos básicos" del convenio. De acuerdo a funcionarios iraníes, la nación persa pudiera aumentar producción de crudo en 500 MBD un mes luego de levantadas las sanciones.

Durante el último trimestre del año los precios continuaron cayendo, alcanzando 38,21 US\$/Bl en el mes diciembre, siendo este el menor precio promedio mensual desde el año 2004. La falta de acuerdo en la reunión del 04 de diciembre de la OPEP sobre la producción, tuvo incidencia directa en la caída de los precios durante el último mes del año 2015. En este sentido, los países del Golfo, con Arabia Saudita a la cabeza, se negaron a rebajar su producción de crudo por el temor a perder posiciones en el mercado tras la irrupción de EE.UU. gracias al fracking.

A mediados de diciembre, la decisión de la Reserva Federal de los EE.UU. de incrementar las tasas de interés en 0,25% fue una señal positiva respecto al crecimiento saludable registrado por la economía estadounidense en los últimos meses, sin embargo, esta medida presionó aún más los precios del petróleo a la baja. Asimismo, un comienzo de temporada de invierno más caliente de lo normal en el Hemisferio Norte, como consecuencia del impacto del fenómeno climático El Niño, hizo mermar la demanda estacional de combustible para calefacción impactando los precios a la baja.

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 2015, las exportaciones de crudos y derivados de refinación alcanzaron un total de 2.425 MBD. Del total exportado, 1.950 MBD (80%) corresponden a crudo y 475 MBD (20%) a productos refinados.

En la tabla siguiente se resumen las cifras de exportación de hidrocarburos totales de la Nación, para el período 2010-2015:

TABLA • EXPORTACIONES DE HIDROCARBURO LÍQUIDO TOTAL NACIÓN (MBD)

EXPORTACIONES	2015	2014	2013	2012	2011	2010
TOTAL DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS	2.425	2.357	2.425	2.568	2.469	2.415
EMPRESAS FILIALES	2.425	2.357	2.425	2.568	2.469	2.415
PDVSA Petróleo	2.051	1.947	2.017	2.213	2.038	2.010
PDVSA Gas	5	15	22	25	30	34
CVP	361	386	374	317	389	361
Commerchamp	8	9	12	13	12	10
PETRÓLEO	1.950	1.895	1.935	2.060	1.917	1.911
EMPRESAS FILIALES	1.950	1.895	1.935	2.060	1.917	1.911
PDVSA Petróleo	1.626	1.547	1.596	1.780	1.560	1.581
Liviano	114	228	287	358	400	388
Mediano	119	85	110	202	138	151
Pesado y extrapesado	1.393	1.235	1.199	1.220	1.022	1.043
CVP Mejorado y Pesado	324	349	339	280	357	329
PRODUCTOS	475	460	490	508	552	504
EMPRESAS FILIALES	475	460	490	508	552	504
PDVSA Petróleo	425	399	421	433	478	429
Gasolinas y naftas	48	44	36	30	46	49
Destilados	15	13	6	43	64	63
Combustible residual fuel oil	279	253	281	258	268	215
Asfalto	7	5	6	5	1	0,3
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	45	49	51	57	66	59
Otros	31	35	41	40	32	43
PDVSA Gas LGN y Gasolina Natural	5	15	22	25	30	34
CVP Coque y Azufre	37	37	35	37	32	31
Commerchamp	8	9	12	13	12	10
Combustible residual fuel oil	1	1	3	4	3	2
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	7	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: 733 MBD (38%); Asia: 802 MBD (41%); el Caribe: 255 MBD (13%), Europa: 150 MBD (7,6%); Suramérica 4 MBD (0,2%) y Centroamérica: 6 MBD (0,3 %).

- Productos refinados y LGN: Asia: 282 MBD (60%); Norteamérica: 71 MBD (15%); Suramérica: 34 MBD (7%); el Caribe: 30 MBD (6%); Europa: 33 MBD (7%); África y otros destinos: 21 MBD (4%) y Centroamérica 4 MBD (1%).

Finalmente, los destinos para las exportaciones totales fueron: Asia: 1.084 MBD (45%); Norteamérica: 804 MBD (33%); Caribe: 286 MBD (12%); Europa: 183 MBD (7,5%); Suramérica 37 MBD (1,5%); Centroamérica: 10 MBD (0,4%); África y otros destinos: 21 MBD (0,8%).

TABLA • EXPORTACIONES POR DESTINO MBD

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
TOTAL	1.950	1.897	475	460	2.425	2.357
NORTEAMÉRICA	733	761	71	76	804	837
EEUU Continental	731	761	70	75	801	836
Canadá	2	-	-	-	2	-
México	-	-	1	1	1	1
CARIBE INSULAR	255	312	31	29	286	341
Curazao	136	185	5	3	141	188
Aruba	7	5	3	0,4	10	5
Bahamas	-	-	1	0,4	1	0,4
Bonaire	-	-	0,2	0,4	0,2	0,4
Cuba	87	90	4	5	91	95
Antigua	-	-	0,1	1	0,1	1
Dominica	-	-	0,001	-	0,001	-
Haití	-	-	-	0,3	-	0,3
Jamaica	18	17	1	2	19	19
Puerto Rico	-	-	5	7	5	7
República Dominicana	7	15	9	8	16	23
San Cristóbal y Nieves	-	-	0,003	-	0,003	-
Santa Lucía	-	-	3	-	3	-
San Vicente y Las Granadinas	-	-	-	1	-	1
CENTROAMÉRICA	6	11	4	6	10	17
El Salvador	-	-	-	1	-	1
Honduras	-	-	0,1	-	0,1	-
Nicaragua	6	11	4	4	10	15
Panamá	-	-	-	1	-	1
SURAMÉRICA	4	10	33	50	37	60
Argentina	-	-	0,6	0,5	0,6	1
Brasil	-	-	31	44	31	44
Colombia	-	-	1	1	1	1
Chile	-	-	-	0,4	-	0,4
Ecuador	-	-	-	4	-	4
Uruguay	4	10	0,6	0,4	4,6	10

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
EUROPA	150	109	33	22	183	131
Alemania	-	-	-	1	-	1
Bélgica	4	11	1	-	5	11
Dinamarca	-	-	-	0,3	-	0,3
España	58	54	-	1	58	55
Francia	-	-	0,2	2	0,2	2
Grecia	-	-	3	4	3	4
Holanda	7	11	14	11	21	22
Italia	51	-	12	1	63	1
Reino Unido	8	9	1	1	9	10
Suecia	22	24	-	-	22	24
Otros	-	-	2	1	2	1
ASIA	802	694	282	260	1.084	954
China	316	244	84	79	400	323
Emiratos Árabes Unidos	2	-	-	-	2	-
India	415	415	-	-	415	415
Japón	8	8	-	-	8	8
Libano	-	-	4	1	4	1
Malasia	40	27	5	-	45	27
Singapur	5	-	177	167	182	167
Tailandia	16	-	-	-	16	-
Turquía	-	-	12	13	12	13
ÁFRICA	-	-	13	8	13	8
Angola	-	-	1,6	-	1,6	-
Egipto	-	-	4	1	4	1
Marruecos	-	-	6,5	2	6,5	2
Kenya	-	-	0,5	-	0,5	-
Senegal	-	-	0,6	-	0,6	-
Nigeria	-	-	-	5	-	5
Túnez	-	-	-	0,3	-	0,3
OTROS	-	-	8	9	8	9
Commerchamp	-	-	8	9	8	9

Otras gestiones de Mercado Internacional

Con respecto a la comercialización internacional de productos al detal, y con el objetivo de cumplir con la visión geopolítica de unión latinoamericana, Commercit, filial de PDVSA, logró colocar 5,5 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 130,2 MBls) en el año 2015, 81 millones de galones de combustibles gasolina y diesel (equivalente a 1.940 MBls) y 2,8 millones entre asfaltos y bases lubricantes (equivalente a 67 MBls), conjuntamente con las filiales internacionales (99% Commercit – 1% Tradecal), PDV Ecuador, S.A.; PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, Ltda. y PDV Guatemala Ltd. Esto representa una

disminución volumétrica en el total de productos de 0,37 millones de galones con relación al año 2014.

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

En general, el comportamiento de las ventas de hidrocarburos de PDVSA al continente asiático, entre los años 2010-2015, 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- 2015:

TABLA • VOLUMEN DE SUMINISTRO FONDO CHINO

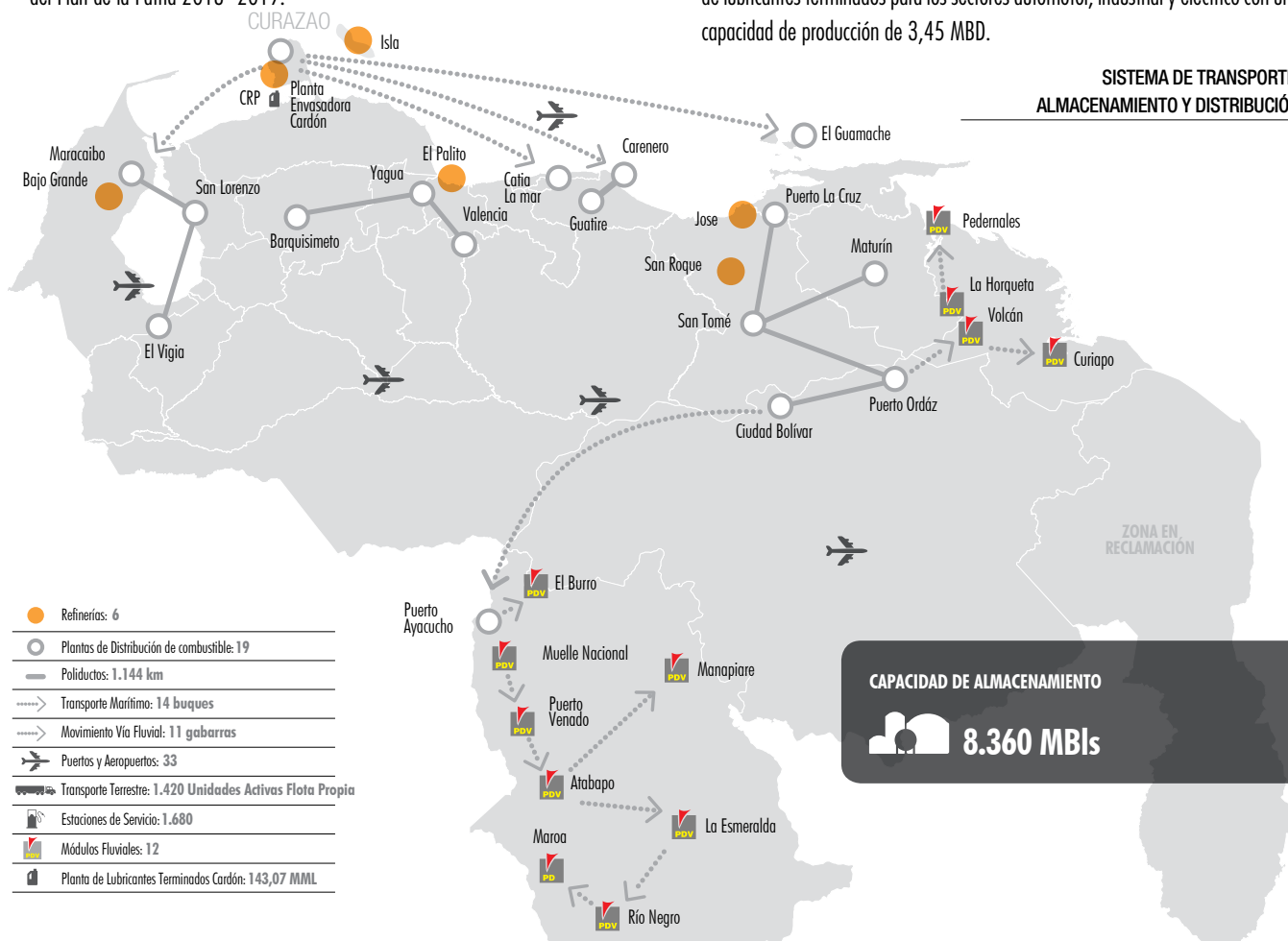
CONTRATOS (MBD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL PROMEDIO DE VENTAS
Fondo Tramo A	89	86	91	75	-	-	-	-	-	85
Fondo Tramo B	-	-	124	107	-	-	-	-	-	116
Gran Volumen y Largo Plazo	-	-	-	205	220	252	290	225	283	246
Renovación Tramo A y B	-	-	-	-	195	199	190	181	110	175
Renovación Tramo B	-	-	-	-	-	-	-	-	138	138
Fondo Tramo C	-	-	-	-	-	-	5	71	96	57
TOTAL	89	86	215	387	415	451	485	477	627	359

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 3,45 MBD.

SISTEMA DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN



INFRAESTRUCTURA DE EXPENDIO DE COMBUSTIBLE 2015

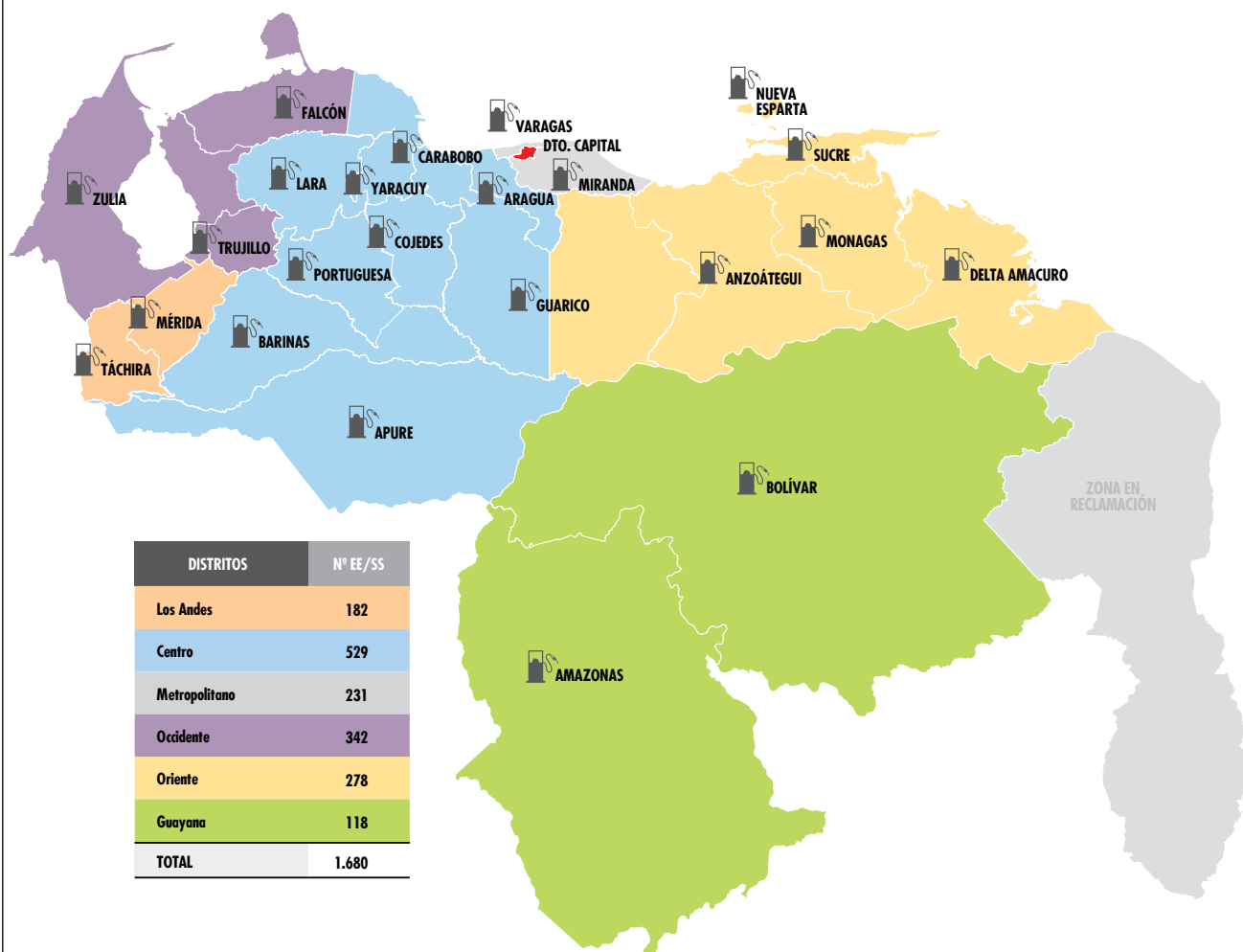


TABLA • PLANTAS DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN

N°	AEROPUERTOS	CAPACIDAD EFECTIVA (Mlts)	
		JET	AV-GAS
METROPOLITANO			
1	Caracas - Charallave	318	212
2	Helipuerto El Ávila	50	ND
3	Maiquetía	4.685	ND
4	Higuerote	39	39
TOTAL METROPOLITANO		5.092	251
ORIENTE			
5	Porlamar	1.662	196
6	Barcelona	307	101
7	Maturín	255	47
8	Cumaná	153	103
9	Valle La Pascua	99	50
10	Güiria	75	ND
TOTAL ORIENTE		2.551	497
GUAYANA			
11	Ciudad Bolívar	10	175
12	Puerto Ordaz	247	74
13	Puerto Ayacucho	195	100
14	Caicara del Orinoco	99	50
15	Santa Elena de Uairén	99	72
TOTAL GUAYANA		650	471
CENTRO			
16	Maracay	73	36
17	Valencia	1.620	NA
18	Barquisimeto	288	72
19	Acarigua	103	154
20	Barinas	102	101
21	San Fernando	102	87
22	Puerto Cabello	74	ND
TOTAL CENTRO		2.362	451
OCCIDENTE			
23	Maracaibo	508	100
24	Las Piedras	77	51
TOTAL OCCIDENTE		585	151
LOS ANDES			
25	El Vigía	209	77
26	San Antonio	214	ND
TOTAL LOS ANDES		423	77
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		11.663	1.898

TABLA • PUERTOS PESQUEROS

N°	PUERTOS PESQUEROS (DIESEL)		
	PUERTOS	ALMACENAJE (BLS)	DESPACHO (BLS)
1	Cumaná	20.231	255.837
2	Pescalba	4.900	F/S
3	Güiria	14.508	122.352
4	Punta Meta	10.220	60.500
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		49.859	438.689

N°	MUELLES NACIONALIZADOS (DIESEL)	
	MUELLE	DESPACHO (BLS)
1	Simón Bolívar	43.933
2	La Salina	512.846
3	Las Piedras	41.196
CAPACIDAD EFECTIVA TOTAL		597.975

N°	PLANTAS DE SUMINISTRO	
	PRODUCTO	DESPACHO (BLS)
1	Jet A1	4.538.621
2	AVGAS	60.165
TOTAL		4.598.786

ND: No Disponible

NA: No Aplica

F/S: Fuera de Servicio.



Ventas de Hidrocarburos en el Mercado Interno

En la siguiente tabla, se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural de PDVSA en el mercado interno, desde el año 2009 hasta el año 2015

TABLA • VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO 2015-2009

	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
LÍQUIDOS (MBD)	594	663	703	681	646	674	599
Gas Natural Licuado	86	90	91	89	77	82	81
Productos Refinados	508	573	612	592	569	592	518
Gasolinas para automóviles	259	283	299	301	293	315	290
Gasóleos y destilados	208	239	249	216	182	183	152
Residual	19	28	37	46	52	57	54
Asfaltos	6	8	9	10	8	7	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	5	7	7	6	6	6	6
Aceites, lubricantes y grasas	5	4	4	5	5	4	3
Naftas	-	0,4	-	4	17	8	1
Azufres y otros químicos	2	1	2	1	1	1	1
Otros ¹	4	3	5	3	5	11	3
GAS NATURAL (MBpe)	278	231	247	265	253	304	313
TOTAL LIQUIDO Y GAS NATURAL (MBpe)	872	895	950	946	899	978	912
Gas Natural (MMPCD)	1.613	1.388	1.432	1.537	1.465	1.765	1.816
Gas Natural (\$/MMPCD)	0,93	3	0,68	0,82	0,88	0,65	1,13
Líquidos (\$/BI)	8,18	7	4,15	4,78	7,23	3,67	7,21

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

Nota: La data no incluye Commerchamp.



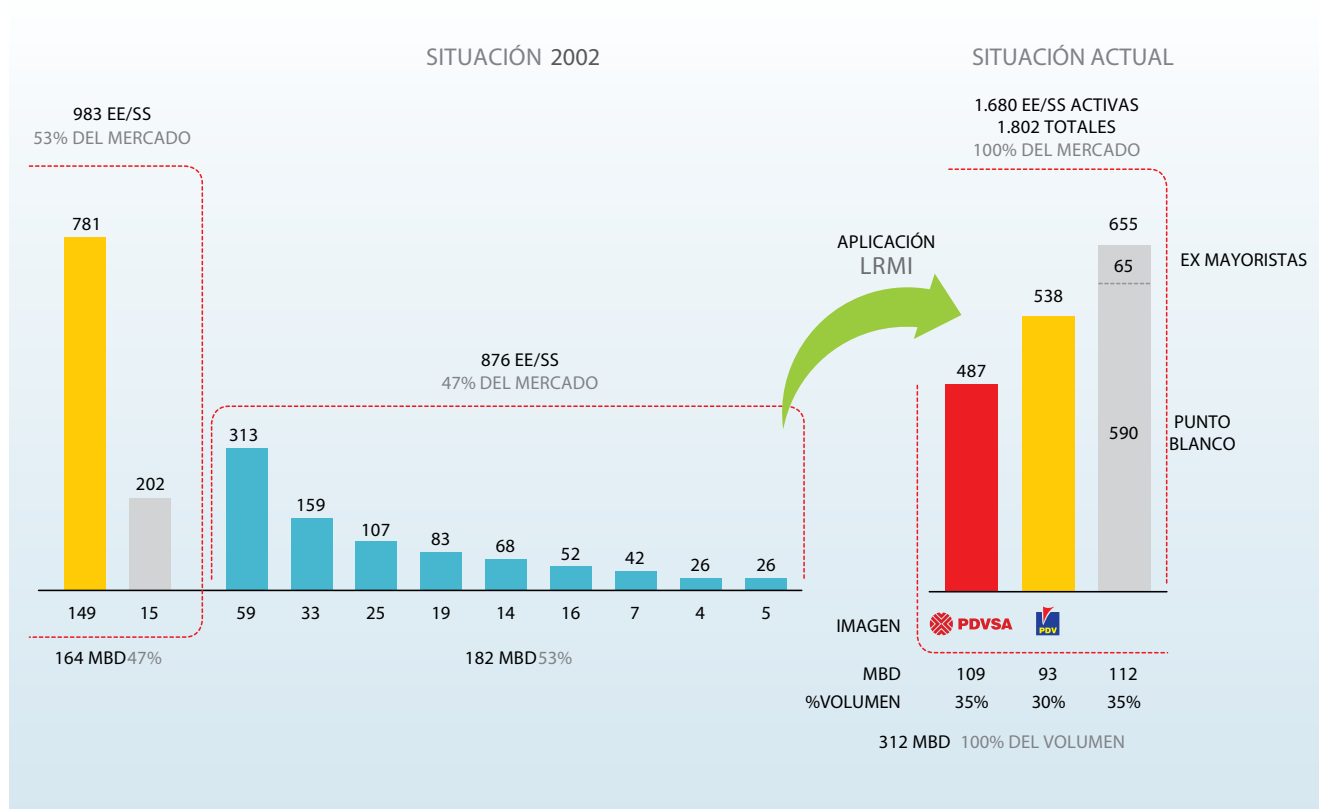
Plan de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles

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:

DISTRITO	BLANCAS	EXMAYORISTAS BLANCAS	PDV/PDVSA	TOTAL EE/SS	EE/SS ACTIVAS
ANDES	81	2	111	194	182
CENTRO	211	22	343	576	529
GUAYANA	24	2	98	124	118
METROPOLITANA	100	16	147	263	231
OCCIDENTE	100	19	235	354	342
ORIENTE	130	8	153	291	278
TOTAL	646	69	1087	1802	1680

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 2015 / EVOLUCIÓN CAMBIO DE IMAGEN



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 2015
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 microonda. 	<p>Avance físico acumulado 82,02% del proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tramo A Ulé – Mene Mauroa (53 km): avance de obra 97%. • Tramo B Mene Mauroa – Buena Vista (73 km): avance de obra 91%. • Tramo C Buena Vista – Río Seco (59 km): avance de obra 87%. • Tramo D Río Seco – Tiguardare (25 km): avance de obra 93%. • Tramo E Tiguardare – CRP (7 km): avance de obra 59%. • Red de fibra óptica: avance de obra 9%. • Diseño de sistema de integración 100%.
REEMPLAZO DEL POLIDUCTO SUMINISTRO A LOS ANDES (SUMANDES) / EXTENSIÓN SUFAZ	<ul style="list-style-type: none"> • 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). • Telecomunicaciones vía microonda y fibra óptica. • 24 estaciones de válvulas de seccionamiento. 	<p>Avance físico acumulado 26,60 % del proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fase I: avance de obra 79%. Avances de las disciplinas: general: 88%, mecánica: 100%, civil: 61%, electricidad: 78%, instrumentación: 74% y telecomunicaciones: 17%. • Fase II: avance de obra 29%. Avances de las disciplinas: general: 6%, mecánica: 42%, instrumentación: 6% y telecomunicaciones: 5%. • Procura: avance 35%. • Gestión de permisería: culminado estudio de impacto ambiental y sociocultural (EIASC). El MPPA realizó inspección en abril 2015, se espera otorgamiento del ARN de la fase temprana.
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 MBI). • 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 MBI). • Servicios industriales (sistema eléctrico, distribución, protección catódica, generación propia, aire, entre otros). 	<p>Avance físico acumulado 5,91% del proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Completadas las fases de visualización y conceptualización. Aprobación del plan de ejecución del proyecto por COPREFINACS y por el Comité de Planificación y Control de PDVSA.
AMPLIACIÓN DEL LLENADERO P/D CARENERO	<p>Desarrollo de IPC para adecuar el llenadero existente en P/D Carenero, incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adecuar isla de llenado existente (bajo sistema top loading). • Construir nueva isla para despacho de productos blancos. • Adecuar / ampliar caseta de bombas. • Diseñar sala de espera y estacionamiento para camiones cisternas. • Adecuar sala de facturación • Adecuar la vialidad externa de la P/D Carenero. 	<p>Avance físico acumulado 24% del proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniería de detalle culminada, • Procura de skids modulares (LTE) colocada. • En proceso contratación para la iniciar la construcción y el mantenimiento mayor de las bombas.
CONSTRUCCIÓN DE DOS TANQUES EN P/D CARENERO	<p>Construcción e instalación de dos tanques:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacidad nominal de 41.500 barriles y 54.885 barriles para almacenar gasolina de 95 octanos. • Incremento de 96.385 barriles sobre la capacidad total de almacenamiento de gasolina de la planta. • Construcción de líneas y facilidades asociadas a los mismos. • Construcción de un galpón de almacenamiento de materiales. 	<p>Avance físico acumulado 87,67% del proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • En progreso inicio de despacho de tubería de 20 pulgadas, por parte de PDVSA Industrial hasta la P/D Carenero. • Actualmente completada revisión y aprobación de los documentos emitidos por la empresa referente a la ODT estudios especiales (16 documentos).
AMPLIACIÓN E INDEPENDENCIA OPERACIONAL PLANTA SCAM	<p>Construcción para la adecuación, modernización e independencia operativa de la Planta de Suministro en Aeropuerto Internacional Simón Bolívar.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fase I: Construcción de cuatro tanques metálicos (cap. aprox. 15 MBI c/u). • Fase II: Construcción de tres tanques de uso recibo (cap. aprox. 50 MBI c/u), adicionalmente incluye: nueva tubería de transporte de Jet A1 (turbo ducto) e infraestructura de recibo de combustible vía buques tanqueros. 	<p>Avance físico acumulado 6% del proyecto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Completadas fases de visualización y conceptualización.

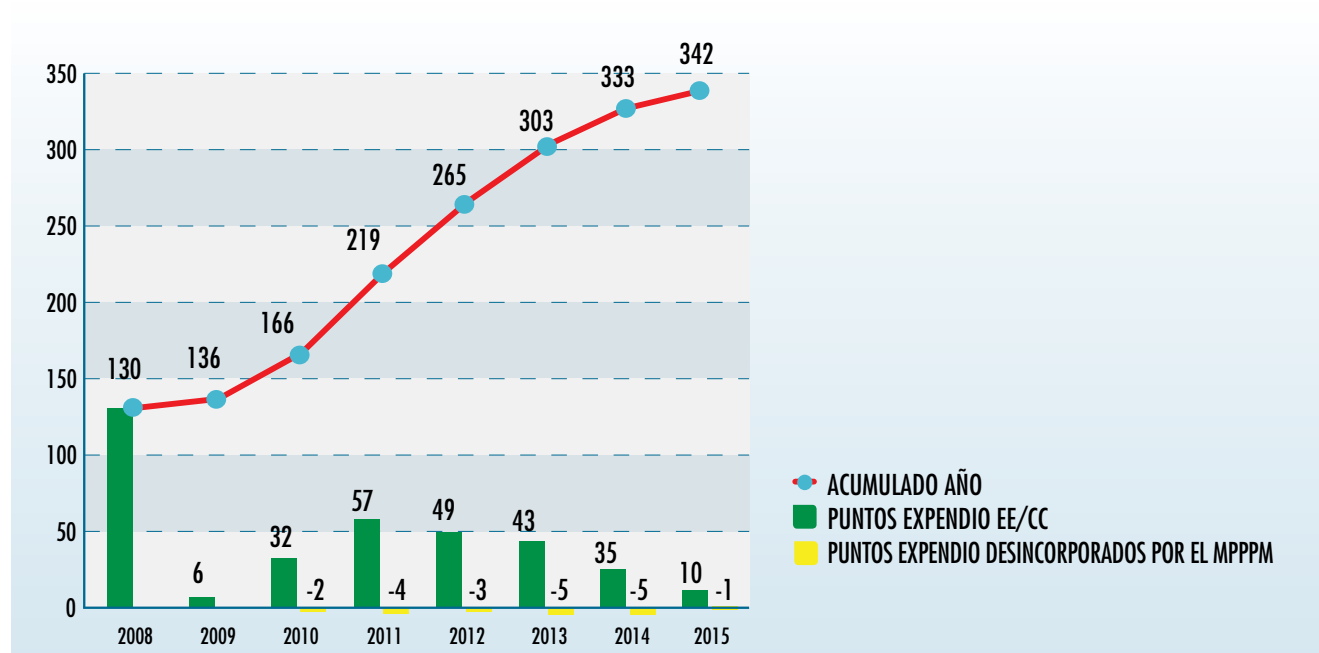
Proyecto Autogas

Construcción de Puntos de Expendio

Para el suministro al detal de gas vehicular, se culminó la construcción de 10 puntos de expendio de gas vehicular en el ámbito nacional, con el fin de aumentar la autonomía de desplazamiento con gas vehicular en la nación. En ese sentido, para diciembre 2015 se cuenta con 27 puntos de expendio en construcción con un avance promedio de 49,09% y se dispone de 342 puntos de expendio en estaciones de servicio en el territorio nacional.

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

PUNTOS DE EXPENDIO GNV



Conversión de vehículos al sistema bi-combustible

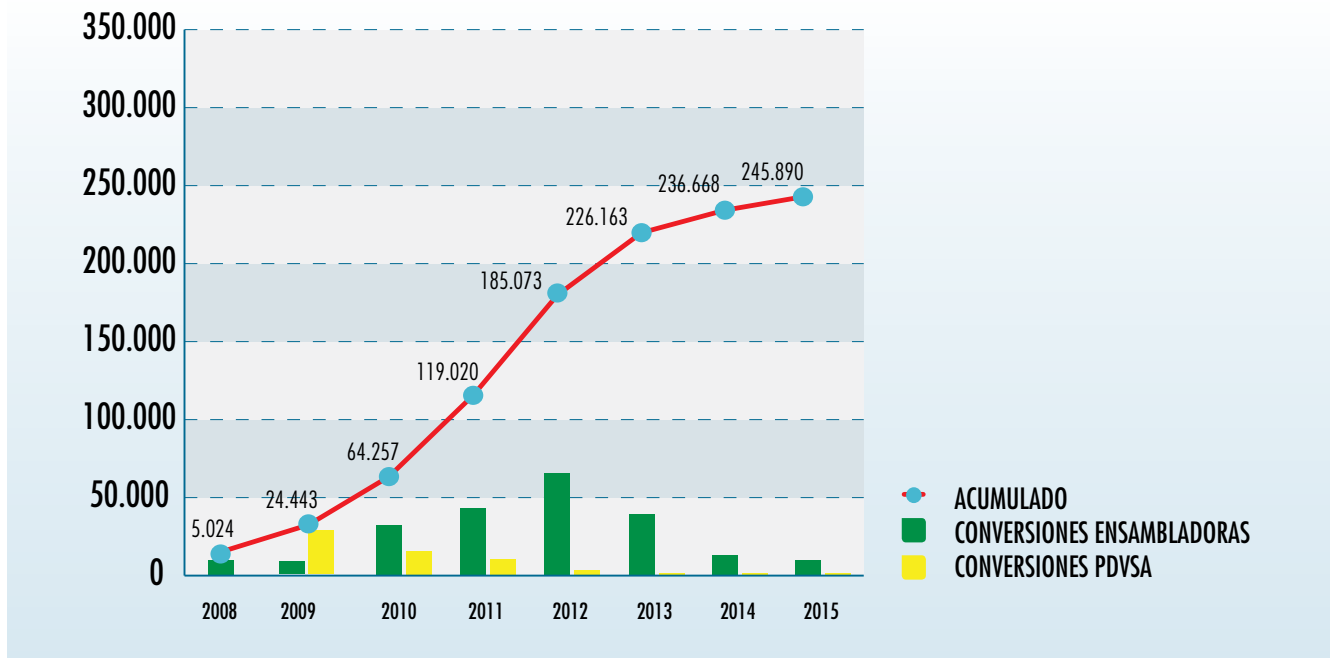
Para realizar la conversión de los vehículos al sistema dual de combustible, se dispone de 39 centros de conversión operativos (24 centros de conversión fijos y 15 centros de conversión móviles).

Se realizó la conversión de 9.222 vehículos al sistema dual de combustible, de los cuales 548 vehículos fueron convertidos en centros de conversión y 8.674 fueron producidos por las empresas ensambladoras.

El gráfico que se presenta a continuación muestra el número de vehículos convertidos al sistema bi-combustible desde el año 2006.



VEHICULOS CONVERTIDOS AL SISTEMA BIOCOMBUSTIBLE GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)



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 2015, fue de 58.560.511 m³, lo cual representa un incremento de 51,7% con respecto al año 2014, cuando el consumo alcanzó 38.615.280 m³. En general, la cantidad de GNV consumido en el año 2015, liberó un volumen equivalente a 1,53 MBD de combustible líquido.

Proyectos especiales

En el año 2015, 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 2015, se culminaron dos estaciones Nodrizas Hijas. Actualmente, se dispone de una estación Nodriza Madre y seis 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 2015, se culminaron tres puntos de expendio de alto flujo y un punto de expendio de mediano flujo. Actualmente, se disponen de nueve puntos de expendio de alto flujo y cinco 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 2015, se continuó con la construcción de puntos de expendio con compresor elevado. Actualmente, se dispone de un punto de expendio con compresor elevado.

TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS

Suministro y Logística

Durante el año 2015, 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 78 buques, de los cuales 26 corresponden a buques propios, 28 tanqueros contratados a través de empresas mixtas y aliadas y 24 buques contratados a terceros. Estos 78 buques movilizaron un total de 643 MMBls de hidrocarburos en el año.

El volumen movilizado de productos negros (crudos y residuales) durante este periodo, fue de 467 MMBls a través de 39 buques, de los cuales 265 MMBls fueron movilizados por PDV Marina y los buques Sandino y Petion, el restante por flota controlada por terceros. 357 MMBls (77%) fueron movimientos de Almacenamiento en el Exterior (Almaex) y exportación, mientras que 87 MMBls (19%) fueron movimientos de cabotaje. La movilización total de este tipo de producto sufrió una reducción de 14 MMBls con respecto al año 2014.

El volumen de productos blancos movilizado fue de 151 MMBls, a través de 28 buques, 14 MMBls (9%) fueron movilizados por PDV Marina y el restante por flota controlada por terceros. De este total 113 MMBls (74,83%) fueron movimientos

de cabotaje y 35 MMBls (23,32%) fueron movimientos de Almaex y exportación. Cabe destacar, que la movilización total de este tipo de producto sufrió una reducción de 29 MMBls con respecto al año 2014.

El volumen de productos de especialidades y GLP movilizados en el año 2015, fue de 25 MMBls movilizados a través de seis buques de GLP, un asfaltero y uno para carga general. De este volumen total, 24 MMBls (98%) fueron movimientos de cabotaje y 0,6 MMBls (2%) fueron movimientos de Almaex. Todo este volumen fue realizado por movimientos de cabotaje, utilizando flota propia y controlada. La movilización de este tipo de producto tuvo un incremento de 2 MMBls con respecto al año 2014.

En aras de asegurar la continuidad operacional con los compromisos adquiridos en suministro, se dio prioridad a la contratación de buques con empresas de países aliados, obteniendo reducciones significativas en los fletes y buques, los cuales se encuentran en óptimas condiciones operacionales; y además, proporcionan a la industria una racionalización y optimización de recursos.

PDV Marina

Con relación a las actividades operacionales, comerciales y técnicas de la filial PDV Marina, éstas fueron desarrolladas, de manera ininterrumpida y confiable, garantizando el suministro de hidrocarburos en los mercados nacional e internacional, movilizando un total de 265 MMBls al 31 de Diciembre 2015, de los cuales, 4,94% está representado por productos limpios, 0,02% por asfalto y 95,04% por crudos. 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, Icaro, Hero, Nereo, Parnaso, Proteo, Teseo, Zeus, Río Orinoco, Río Arauca, Río Apure, Río Caroní, VLCC Ayacucho, Boyacá, Carabobo y Junín).

TABLA • VOLUMENES TRANSPORTADOS AÑO 2015 (BARRILES)

FLOTA	PRODUCTOS LIMPIOS	ASFALTOS Y OTROS	CRUDOS	TOTAL
PROPIA	13.066.110	56.416	44.992.578	58.115.104
LAKEMAX	-	-	89.794.599	89.794.599
SUEZMAX	-	-	67.999.841	67.999.841
VLCC	-	-	48.805.324	48.805.324
FLUVIAL	518.200	-	-	518.200
TOTAL BARRILES	13.584.310	56.416	251.592.342	265.233.068

Con relación a la flota de remolcadores, se incorporaron a la flota propia tres remolcadores tipo azimutal (Lirio, Gardenia y Tulipán) para fortalecer la flota propia nacional y reemplazar los remolcadores fletados a terceros. Esta adquisición permite la ampliación de la operatividad de las maniobras de atraque y desatraque de buques en muelles de PDVSA.

En el mismo orden de ideas, el plan de mantenimiento mayor de tanqueros se cumplió 63%, entre los cuales se destacan los siguientes: Negra Matea, Manuela Sáenz, Guanoco, Tamanaco y Río Caroní. El 37% restante para cumplir la totalidad de la meta, se desglosa de la siguiente manera:

- 25% de avance dique de los B/T: Yare y Zeus
- 12% restantes en proceso de contratación B/T Proteo.

En lo que respecta a la flota menor se cumplió 33%, ejecutando el dique de los remolcadores Manzanares y Palmarejo en Dianca.

En lo que respecta a la disponibilidad de los buques tanques para el transporte eficiente de los hidrocarburos, se cumplió en 91%, garantizando la confiabilidad operativa de la flota mayor de la filial, cumpliendo con la cuota asignada por la Dirección Ejecutiva de Comercio y Suministro.

En atención al proceso de revisión de cumplimiento con el Código Internacional de Gestión de Seguridad (CIGS); se llevó a cabo la auditoría externa en fecha 16/03/2015 por parte del Instituto Nacional de Espacios Acuáticos (INEA), obteniéndose el refrendo del Documento de Cumplimiento (DOC), cuya fecha de emisión fue el 20 de noviembre de 2013 y válido hasta el 19 de diciembre de 2018; fecha en la cual se emitirá la certificación definitiva, comprobando que el Sistema de Gestión de Seguridad y Calidad de PDV Marina cumple con las prescripciones del Código IGS.

En referencia a los certificados, se realizó la Renovación de P&I, ITOPF, Bunker y CLC Blue Card de las unidades mayores (tanqueros), y renovación P&I de la flota menor logrando el cumplimiento de documentos estatutarios de navegación de ambas flotas de la filial, exigido por la autoridad portuaria (INEA).

Se realizó el programa de reentrega de unidades menores contratadas, alcanzando un logro de 150% a fin de fortalecer la flota nacional y reemplazar los remolcadores fletados a terceros. Estas adquisiciones permiten la ampliación de la operatividad de las maniobras de atraque y desatraque de buques en muelles de PDVSA. Entre

las embarcaciones se encuentran:

- Ocho remolcadores: Marlin, Manfu, Tortel, Sabine VI, Sigma I, Endeavour, Punta Chávez y Omega.
- Siete lanchas: Iris, Tiburón III, Bárbara I, Chepina, Paola, Nikiel, Xavi VII.
- Tres motoempujadores: Capitán Rudy, Orinokia y Maritza L.
- Tres gabarras: Mónica, Miriam, ACBL 902.

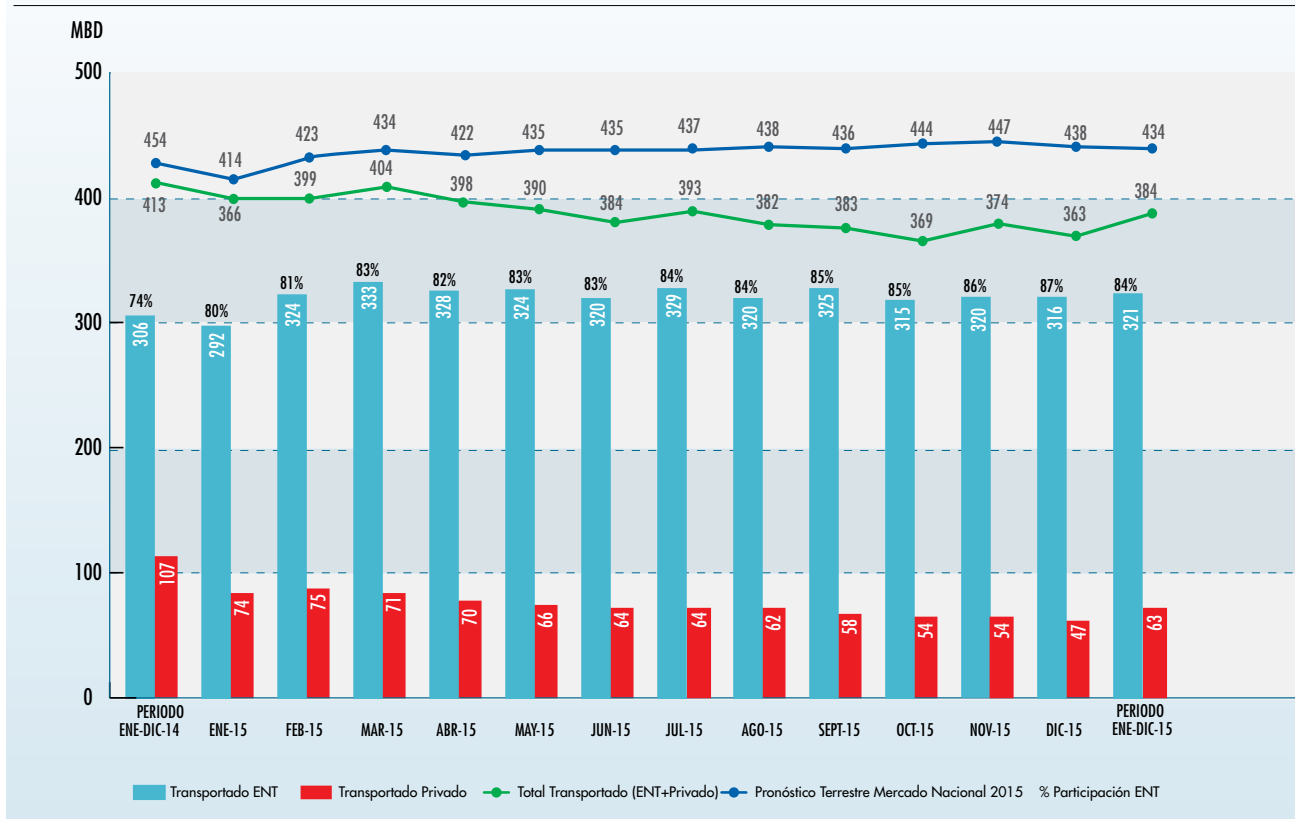
Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)

Con la finalidad de evitar sabotajes petroleros y garantizar la distribución de todos los derivados del petróleo en cada uno de los rincones del país, la Asamblea Nacional aprobó la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, el 19/08/2008. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), abanderó todas las estaciones de servicio del país y pasa en primera instancia a controlar 60% del transporte del combustible. En consecuencia, la Junta Directiva de PDVSA crea una filial con el nombre PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT), encargada de la actividad de transporte de combustibles líquidos en el mercado interno.

Durante el año 2015, PDVSA ENT transportó en promedio 384 MBD, de los cuales 321 MBD corresponden al transporte con flota propia, representado 84% del total de combustibles líquidos movilizados por día. El resto de los combustibles líquidos (16%), fue transportado al mercado nacional con flota privada, cuya participación fue de 63 MBD.

A continuación se muestran los volúmenes de combustibles movilizados por flota terrestre durante el año 2015 (MBD), y el promedio del año 2014.

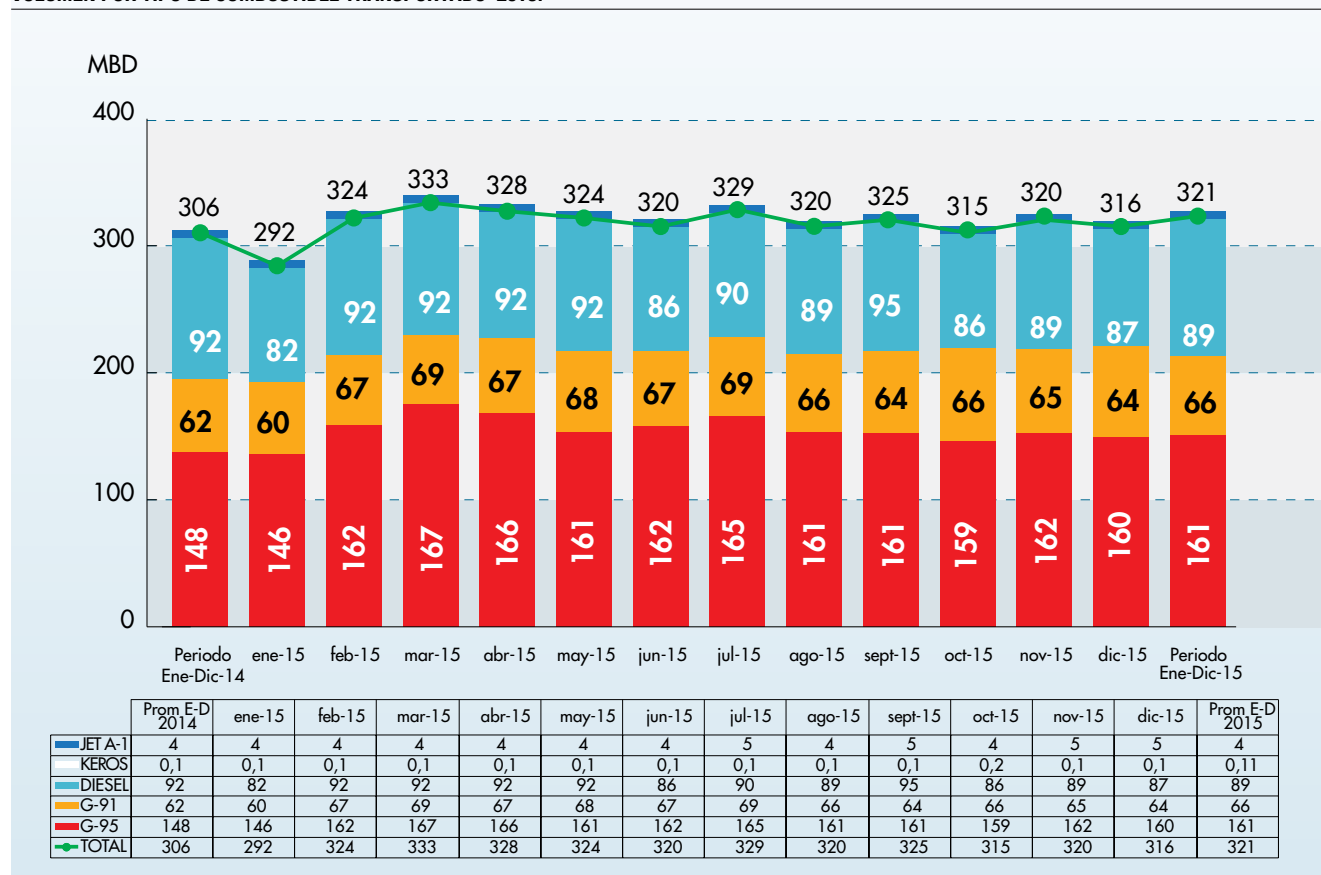
VOLUMENES TRANSPORTADOS POR FLOTA TERRESTRE AÑO 2015



La participación en la distribución de combustibles líquidos de la ENT, mediante el empleo de flota propia, se incrementó en 10% con respecto al mismo período del año 2014, al pasar de 74% a 84% de participación. Adicionalmente, se destaca que durante este periodo se cumplió con 88% de la meta planteada por Mercado Nacional, que era de 434 MBD, transportando 384 MBD. El volumen transportado disminuyó debido a las siguientes razones: reducción del consumo en el sector eléctrico, bajos inventarios de producto en planta, sobre programación en los pedidos y el cierre de frontera en el estado Táchira. Por estas razones, disminuyó el despacho en promedio de 50 viajes/día, antes de esta medida se despachaban un promedio de 95 viajes/día.

Los distintos tipos de combustibles transportados por la ENT durante el año 2015 se muestran a continuación. Del volumen promedio de 321 MBD transportado por ENT con flota propia, las entregas por tipo de combustibles fueron: 161 MBD de gasolina de 95 (50%), 89 MBD de diesel (28%), 66 MBD de gasolina 91 (21%), 4 MBD de Jet A1 (1%) y 0,1 MBD de Kerosene (0,03%).

VOLUMEN POR TIPO DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO 2015.



Del total volumen transportado durante el año 2015, el 79% corresponde a estaciones de servicio (303 MBD), 9% a clientes industriales (36 MBD), 8% al sector eléctrico (30 MBD), 2% al consumo propio PDVSA (9 MBD), 1% a puertos y aeropuertos (5 MBD), y 0,1% al convenio binacional (1 MBD).

Con respecto al sector eléctrico, la ENT dio continuidad al apoyo en el suministro de combustible, transportando 100% (30 MBD) del volumen de combustibles movilizados por flota terrestre en el ámbito nacional.

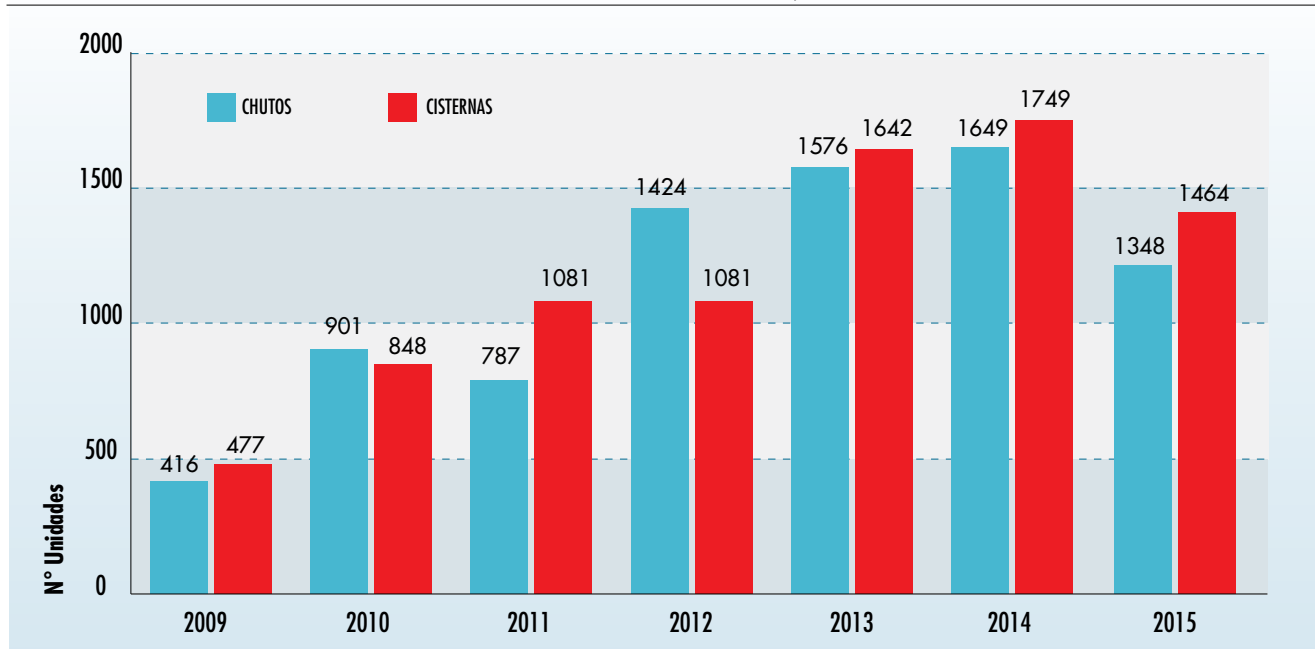
PDVSA ENT es el principal transportista de los combustibles líquidos en Guayana y área Metropolitana, donde tiene una participación de 98% (27 MBD) y 94% (49 MBD), respectivamente, seguidos de Occidente con 85% (71 MBD), Centro con

84% (95 MBD), Oriente con 75% (49 MBD), y los Andes con 70% (29 MBD).

Para el año 2015, se cuenta con 735 unidades que tienen configurados el sistema de precintos electrónicos y GPS de comunicación (ubicados en el chuto y cisterna); actualmente se tienen acopladas 669 unidades. Asimismo, PDVSA ENT cuenta con 1.551 unidades disponibles con GPS instalados, este dispositivo permite el control de las unidades mediante el sistema GTRMAX, el monitoreo está bajo la responsabilidad de los Centros Integrales de Control de la Empresa Nacional de Transporte (CICENT) ubicados en el territorio nacional, 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 terrestre, para el período 2009-2015.

FLOTA TERRESTRE OPERATIVA DE ENT PARA EL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, 2009 –2015.



Por otro lado, se dispone de 23 sedes operacionales en el ámbito nacional, que están siendo adecuadas para mejorar las condiciones de trabajo del personal que labora en la filial.

Durante el año 2015, se creó la Escuela Nacional de Conductores (ENC) de PDVSA ENT, para atender a los 1.743 conductores activos en su proceso de formación permanente y certificación ocupacional, así como los nuevos ingresos. Para la fecha se han atendido tres cohortes de conductores, 49 nuevos ingresos, los cuales han recibido 80 horas de formación. Por otro lado, la ENC presentó los recaudos y exigencias del INTT para lograr el otorgamiento de la Licencia de Operaciones de la ENC, la cual fue entregada el 05 de Octubre del año 2015 en la sede nacional de PDVSA ENT. Adicionalmente, en conjunto con la Gerencia de Prevención y Control de Pérdidas (PCP), se está atendiendo la formación de personal de las FANB.

La Empresa Nacional de Transporte durante el año 2015 inició el proceso de implantación de un Sistema de Gestión de la Calidad bajo la norma ISO 9001, alcanzando la Fase III de diseño.

PDVSA Naval

PDVSA Naval S.A., es una filial 100% propiedad de PDVSA, constituida el 6 de febrero de 2008 con el propósito de desarrollar la infraestructura naval (astilleros, buques, plataformas y puertos), que garantice la autonomía de las operaciones petroleras de la Industria Nacional.

La estructura del negocio de PDVSA Naval S.A., se redimensiona hacia el cumplimiento de la premisa de cubrir 100% del cabotaje y 50% del transporte internacional con

buques propios de PDVSA, y en el enfoque geopolítico que permita asegurar nuevos mercados, además de consolidar y mejorar los ya existentes. Al final del período 2016–2025, PDVSA Naval estará en pleno desarrollo de los servicios y productos a través de las filiales operativas ASTINAVE, DIANCA y ALBANAVE. Igualmente, se concretará la puesta en operaciones del astillero ASTIALBA, el astillero CORSINCA en Güiria y el proyecto Transporte Fluvial de Combustible Río Orinoco.

La filial dirige sus esfuerzos a fin de establecer acuerdos con inversionistas potenciales que participen en el desarrollo de proyectos en el área naval, tejido industrial naval, transferencia de tecnología, convenios para la fabricación y compra de buques y desarrollo de centros de investigación.

a) Filiales Operativas:

- **Astilleros Navales Venezolanos S.A. (ASTINAVE)**

Astillero adquirido el 20 de octubre de 2008 con el 97,55% de las acciones, para la construcción, reparación, mantenimiento de buques hasta 100.000 Toneladas de Peso Muerto (TPM), gabarras, remolcadores y lanchas de diversos usos. Se encuentra ubicado en la Península de Paraguaná, municipio Los Taques, estado Falcón.

- **Diques y Astilleros Nacionales C.A. (DIANCA)**

El 23 de Junio de 2009 el Ejecutivo Nacional formalizó la transferencia de Acciones a PDVSA (PDVSA 60% y Armada 40%), para la construcción, reparación, mantenimiento y modificación de buques hasta 30.000 TPM, maquinarias y equipos auxiliares, se encuentra ubicado en Puerto Cabello, municipio Borburata, estado Carabobo.

- **Empresa Naviera (ALBANAVE)**

Creada el 5 de marzo de 2008, para realizar la explotación industrial y comercial de la navegación fluvial, marítima, costera y de altura.

Proyectos en desarrollo que se convertirán en filiales

- **Astillero del Alba (ASTIALBA)**

Destinado a la construcción y puesta en operación de un astillero ubicado en el municipio Cruz Salmerón Acosta, estado Sucre, en una área de aproximadamente 4.000.000 m², dividida en dos partes: una para las instalaciones dedicadas a nuevas construcciones, la cual se realizara por fases, con capacidad de fabricar buques tanqueros tipo AFRAMAX, SUEZMAX y Very Large Crude Carrier (VLCC) y la otra para la construcción de un astillero de reparación donde se podrán reparar buques tanqueros.

- **Creación de la empresa mixta Corporación de Servicios Industriales Costa Afuera (CORSINCA)**

En Octubre de 2013, Puertos de Sucre, S.A., concede en calidad de comodato a PDVSA, el Astillero, para la reparación y construcción de buques (apoyo logístico costa afuera y plataformas costa afuera, supply, químicos, transporte de personal, buques de servicios Costa Afuera, lanchas, ferrys y embarcaciones de pesca). Se encuentra ubicado dentro del ámbito portuario del Puerto Internacional de Güiría.

- **Transporte fluvial de combustible Río Orinoco**

El proyecto permitirá mejorar desde un punto de vista integral, el actual sistema de abastecimiento de combustible vía fluvial, desde el estado Bolívar hasta Puerto Ayacucho y en cinco municipios del estado Amazonas.

Proyectos en rehabilitación:

- **ASTINAVE**

Rehabilitación y ampliación del astillero ASTINAVE para llevar a cabo 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. El proyecto también comprende la construcción de un Patio de Fabricación de Plataformas Costa Afuera para la implantación de una industria metalmeccánica 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 al año. 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. Resalta la reparación del dique flotante del astillero, con 100% de ejecución 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 toneladas de fuerza ascensional, ocho Muelles y seis Puestos de Varada. El Plan Integral de Rehabilitación y Expansión de DIANCA, está orientado a recuperar la capacidad productiva del astillero, aumentar los volúmenes de producción y operación y lograr su auto sustentabilidad. Actualmente, repara y mantiene buques de hasta 30.000 TPM y 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 2016-2025, se potenciarán en DIANCA las actividades medulares, específicamente trabajos de acero y 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.

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 con asistencia y apoyo técnico, así como 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 TPM 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 cuatro buques AFRAMAX de 113.000 TPM en la República Islámica de Irán.

Se desarrolla en concordancia a lo establecido en el Acuerdo Complementario al Marco de Cooperación en Materia Económica y Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Islámica de Irán.

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

	UNIDAD DE MEDIDA	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
CONSTRUCCIÓN DE DOS BUQUES 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 79,14% y un avance financiero de 95,35% para el primer buque y 52,27% de avance físico y 67,33% de avance financiero para el segundo buque. Se realizaron pruebas con resultados satisfactorios al motor principal y grupo generadores al primer buque. Adicional, se prepara revisión de la cuarta enmienda por cambio de alcance en la fecha de entrega de los buques y equipamiento adicional por cumplimiento de normas.
	Fecha de Entrega							

- Proyecto 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 y tomando en consideración las políticas de desarrollo de la industria naval de los astilleros nacionales (DIANCA y ASTINAVE) y su capacidad productiva, se han realizado concursos abiertos internacionales para adquisición de los siguientes buques:

TABLA • PROYECTO DE ADQUISICIÓN DE BUQUES Y REMOLCADORES – ORGANIZACIÓN CONTRATANTE PDV MARINA

	UNIDAD DE MEDIDA	2014	2015	2016	TOTAL	COMENTARIOS / JUSTIFICACIÓN
RENOVACIÓN Y SUSTITUCIÓN DE LA FLOTA DE 29 REMOLCADORES DE LOS TERMINALES DE CARGA DE PDVSA	Cantidad de Buques Entregados	18	7	4	29	Se han entregado a PDV Marina 25 remolcadores. Se estima el arribo de las cuatro embarcaciones restantes para el año 2016.
	Fecha de Entrega					
ADQUISICION DE TRES UNIDADES TIPO REMOLCADOR PARA OPERACIONES DE AMARRE EN MONOBOYAS	Cantidad de Buques Entregados		3		3	Los 3 remolcadores fueron entregados en el 2015.
	Fecha de Entrega					



INTEVEP
"FORTALEZA TECNOLÓGICA DE PDVSA"

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

INTEVEP, S.A.

La orientación estratégica de PDVSA 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 Exploración, Producción y Refinación. De igual manera, es responsable de resguardar el acervo tecnológico de la Corporación.

La cartera de proyectos para el año 2015 quedó conformada por 41 proyectos distribuidos en las gerencias generales de la siguiente manera: seis proyectos pertenecientes a Exploración y Producción, catorce a Producción, diecisiete a Refinación y cuatro proyectos pertenecen a Soporte Tecnológico. Del total de proyectos de la cartera de 2015, se contabilizan 306 actividades y 777 productos planificados. Asimismo, la distribución de las actividades de la cartera de proyectos de 2015 está compuesta de la siguiente forma: Investigación (32%), Desarrollo (22%), Asistencia Técnica Especializada (41%) y actividades de Ingeniería (5%).

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

• Exploración y Estudios de Yacimientos

Mediante la integración de la información geológica, geofísica, geoquímica, bioestratigráfica y petrofísica de las diferentes áreas que conforman los bloques Junín - Ayacucho - Boyacá en el Proyecto Estudios Integrados Faja Petrolífera de Orinoco (FPO) Hugo Chávez, se realizó la homologación estratigráfica de Ayacucho (modelo estático) y el marco estratigráfico de Junín, los cuales permitirán establecer un sistema unificado de nomenclaturas, que sirva de referencia para toda la FPO Hugo Chávez, como base en el corto y mediano plazo; y para optimizar los esquemas de explotación previamente existentes, además de definir posibles tecnologías de recuperación mejorada en áreas, yacimientos con un potencial incremento de producción y/o del factor de recobro asociado.

Se fortaleció el laboratorio de rayos X de PDVSA INTEVEP, S.A. en su capacidad de análisis mineralógico, al proponer el novedoso método Ratios de Referencia de Intensidad (RIR), el cual podría sustituir al método tradicional de estándar externo, incrementado la certidumbre en el estudio de minerales por Difracción de Rayos X

(DRX), así como la disminución del error analítico obtenido. Esta fortaleza permitirá obtener mejores interpretaciones sedimentológicas y estratigráficas, usadas en exploración y caracterización de yacimientos.

Se definió el marco estratigráfico regional y subregional en la FPO Hugo Chávez, con la integración de toda la información de los perfiles de pozos, análisis de núcleos y bioestratigráficos e interpretación sísmica.

Se diseñó un dispositivo mecánico para reproducir experimentalmente fenómenos geológicos estructurales mediante modelos fractales, el cual permite establecer una analogía entre la escala de laboratorio y los fenómenos mencionados a su escala real. El ámbito de aplicación de los modelos fractales permitirá abarcar todas las cuencas nacionales, mejorando los modelos geológicos estáticos y favoreciendo la exploración de hidrocarburos.

Se realizó una estimación de las reservas del mineral de calcita, para su utilización junto con el coque de petróleo con fines de generación termoeléctrica. Dichas reservas del mineral se estiman en 560 millones de toneladas métricas, en el afloramiento de la unidad mármol de Patao, estado Sucre.

Se realizó Asistencia Técnica Especializada (ATE) con el objetivo de generar las sensibilidades de las curvas de geopresiones requeridas para diseñar una ventana de fluido de perforación óptima en el bloque 112-1 del campo Posa - Golfo de Paria, con el objetivo de apalancar el desarrollo del gas costa afuera, a través de una producción a mediano y largo plazo de 730 MMPCD de gas.

• Producción

Se culminó la construcción del banco para pruebas de servicio y de investigación para bombas de cavidades progresivas (BCP) en la Sede PDVSA INTEVEP, S.A. en Tía Juana (CEPRO). Realizada la primera prueba de una bomba propiedad de la empresa mixta Petrozamora, con un ahorro estimado de \$ 350 por prueba de bomba, lo cual reducirá la dependencia con proveedores externos.

Se desarrollaron formulaciones preliminares tipo ASP empleando álcalis no convencionales para los yacimientos LL-03 y LL-04, Lagunillas inferior, división Lago. Estas formulaciones fueron evaluadas en medio poroso, obteniéndose factores de recobro entre 15% y 20%.

También se desarrolló una formulación dispersante de asfalto con una eficiencia de 100% sobre crudos de los campos Furrial, Muri, Travi, Orocal y Santa Bárbara; la cual no genera ningún mecanismo de daño a la formulación. La aplicación piloto representará un ahorro en divisas alrededor de \$ 750 por tambor (se estima una volumétrica de 70 tambores para la prueba), comparado con dispersantes de asfaltos comerciales disponibles actualmente en campo por empresas foráneas.

Se controló la zona ofensora de gas con la aplicación del producto MULTIGEL® (sistema gelificante para controlar los altos cortes de agua en procesos de producción), permitiendo el incremento de la producción de petróleo en más de 1000 BNPD en el pozo FUL-108, optimizando el gasto energético del yacimiento e incrementando la producción neta de la División Furrial.

Se comprobó la eficiencia de una formulación DEMICROTTM (microemulsión en base de un desemulsificante) en el rompimiento de emulsiones sintéticas de agua en crudo Carabobo, lográndose disminuir la concentración del desemulsificante en la formulación DEMICROTTM en 60%, lo que apoyaría el desarrollo de productos mixtos con un valor agregado nacional.

Se efectuó la aplicación del producto propio SOLSURF® (sistema de acondicionamiento de hoyo para garantizar la adherencia de las interfases tubería-cemento y cemento-formación en hoyos perforados con fluidos base aceite) como lechada tensoactiva en la colocación de tapón de desvío en el Pozo CEI-11 (campo La Ceiba), resultando exitosa y mitigando los tiempos no productivos, significando un ahorro económico hasta de 40%.

Se instaló y colocó en servicio el controlador Net-DAS® (sistema de supervisión y control de procesos industriales de campo) en la subestación eléctrica Lejos, División Ayacucho, FPO Hugo Chávez, con una producción asociada de 25.000 Bls/día aportados en el desarrollo de la soberanía tecnológica, reduciendo los costos operacionales y evitando la producción diferida. Como parte del proceso de masificación, se realizó transferencia de conocimientos al personal de las áreas operativas de PDVSA y se reforzó la documentación de la misma. También fue instalado y puesto en servicio un controlador Net-DAS® en la subestación eléctrica Jusepín 2.

En la reactivación de los parques tecnológicos, se inició la ingeniería básica extendida del Diseño y Construcción del Circuito de Flujo Multifásico y Prueba de Prototipo de Equipos en el Parque Tecnológico Cacique Yavire en el campo Jobo, División Carabobo, que estará culminando a finales de 2016 para el desarrollo y evaluación de tecnologías, equipos e instrumentos en las áreas de bombeo, transporte, medición, acondicionamiento y tratamiento de las corrientes de producción de crudos pesados.

Se concluyó la obtención de 23 barriles de residuo de vacío corte 480°C plus y 7 barriles de HVGO corte 350°C requeridos para realizar pruebas de la tecnología propia AQUACONVERSION® (proceso para la conversión moderada de crudos pesados y residuales en presencia de un catalizador soluble y vapor de agua) en distintas escalas. Asimismo, se realizó prueba experimental a escala piloto en planta P-90 (INTEVEP, S.A.) para evaluar el efecto del gas del proceso AQUACONVERSION® sobre la actividad catalítica y mejoramiento del crudo Cerro Negro.

Se culminaron las pruebas a escala laboratorio del producto tecnológico INT-MECS® (tecnología para el mejoramiento de CP/XP basado en un proceso de desasfaltación) con crudos no deshidratados provenientes de fosas de desecho de la División Ayacucho de la FPO Hugo Chávez. De igual forma, se culminaron las pruebas a escala laboratorio con crudos deshidratados provenientes de la fosa GED2F2, obteniéndose como resultados para ambas pruebas, crudos mejorados con LGN que registran valores de hasta 23 °API.

Se desarrolló un modelo del sistema agua-cemento a nivel micro a través de Métodos de Elementos Finitos (MEF). Esto permitió la validación del modelo con un error menor a 5%. Se comprobó que al sustituir 20% del cemento por catalizadores desactivados se logra obtener un diseño óptimo para ser utilizado en la cementación de pozos de abandono. Se destacan ahorros hasta de 17% en la cantidad de cemento, 100% en el uso de retardadores y hasta 25% de controlador de filtrado.

Se realizó soporte técnico en el desarrollo y evaluación de conexión roscada de fabricación nacional para tubulares de pozos. Esta actividad aportó al fortalecimiento del desarrollo industrial nacional, contribuyendo a la soberanía tecnológica y potenciando ahorros en divisas por el uso de componentes nacionales en PDVSA. Asimismo, se está garantizando, a mediano y largo plazo, la incorporación de componentes claves para la construcción de pozos en los campos de la División Ayacucho de la FPO Hugo Chávez.

Se realizó Asistencia Técnica Especializada (ATE) en la aplicación del producto tecnológico PERMAVISC® (sistema de fluido de perforación y rehabilitación para acceder a yacimientos de alta permeabilidad o baja presión), mediante la aplicación en el pozo MGB-66 (localización AQRC-3) del campo Barúa, estado Zulia, contribuyendo a la mitigación de daño a la formación y garantizando una compatibilidad óptima con el sistema cementante en el zonal de las Arenas de Pauji y Misoa, incorporando 700 BNPD de petróleo.

Se realizó Asistencia Técnica Especializada (ATE) orientada hacia la construcción de pozos patrones en la FPO Hugo Chávez (tres pozos patrón: Ayacucho, Carabobo, Junín), para la reducción de los tiempos no productivos como punto de atención para la transferencia de las mejores prácticas, manejo de las lecciones aprendidas para optimizar las operaciones de perforación en áreas de fluidos de perforación, estabilidad de hoyo, cementación de pozos y mecánica de perforación.

• Refinación e Industrialización

Se culminó la prueba escala piloto de la tecnología de combustión para la recuperación de los metales (90% molibdeno, 70% vanadio, 67% níquel), demostrándose así su aplicabilidad. La unidad de recuperación de metales es un desarrollo de tecnología propia de PDVSA INTEVEP, S.A., para el proyecto de conversión profunda de la Refinería Puerto La Cruz, estado Anzoátegui. Este proyecto permitirá el incremento de la capacidad de procesamiento de crudos pesados (170 MBD Merey 16° API), aumentando la producción de gasolinas para el mercado local y diesel con calidad de exportación.

Asimismo, se culminó la fase experimental de pruebas a escala piloto, donde se verificó la reproducibilidad de la actividad catalítica de un catalizador para hidrot ratamiento (HDT) convencional de naftas (CR-800), utilizando materia prima nacional para la elaboración del soporte (bauxita de BAUXILUM), con el objetivo de desarrollar un catalizador propio para el hidrot ratamiento de corrientes de nafta (disminuyendo el contenido de azufre en la misma) del circuito nacional de refinación y mejoramiento. Su manufactura comercial apunta a la sustitución de importaciones por 5 MMS/año y disminuiría la dependencia tecnológica en la producción de crudo mejorado.

Además, se realizaron pruebas que permitieron determinar y predecir la compatibilidad y estabilidad de mezclas de crudos extrapesados de la FPO Hugo Chávez y un crudo liviano para generar cerca de 12,9 MMBls de DCO (petróleo crudo diluido, por sus siglas en inglés) de 18°API.

Se concluyó la obtención a escala planta piloto de un lote de aproximadamente 25 kg de breca de petróleo para ser enviado a las empresas nacionales del sector aluminio (Venalum, Alcasa y Carbonorca) con el objetivo de seguir en el avance de las actividades requeridas para la sustitución del agente aglomerante breca de alquitrán de hulla por la breca de petróleo producida con la tecnología propia INTBREPTM (proceso basado en el tratamiento térmico de corrientes residuales para la producción de breca de petróleo) obteniéndose un ahorro estimado de \$17.000, con el objetivo de apalancar la soberanía tecnológica de la empresa.

- **Otros aspectos de interés**

Se atendieron 42.014 ensayos analíticos, permitiendo apalancar las operaciones de la industria en materia de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de crudos, gas natural y productos derivados. También se atendieron entes del estado como: Guardia Nacional, Universidades Nacionales, Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), Centro Nacional de Tecnología Química (CNTQ) y Fiscalía.

Asimismo, se realizaron Asistencias Técnicas Especializadas (ATE) en el área de materiales y confiabilidad de instalaciones, lo cual permitió garantizar la continuidad operacional de los complejos de Mejoramiento y Faja, mediante:

- Análisis de riesgo e identificación de las acciones de mitigación ante un escenario de desfase de la ejecución de la parada de planta por mantenimiento mayor de Petro San Félix.

- Evaluación mecánica a partir de la inspección de los tambores de coquización retardada de la empresa mixta Petrocedeño para la definición de estrategias de intervención durante una ventana operacional.

- Evaluación de cinco tipos de elastómeros comerciales a ser empleados en bombas de cavidades progresivas (BCP) de la empresa mixta Petropiar mediante la ejecución de 780 ensayos, obteniéndose que para 70% de las pruebas el elemento elastomérico cumple con los criterios de aceptación para asegurar una producción de 150 MBPD.

Se realizaron ATE en sistemas de gestión de la calidad para Petroquirique, Petrosucre, Petroregional del Lago, Dirección Ejecutiva Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos, y en organizaciones de PDVSA e INTEVEP, S.A., se realizaron veintisiete auditorías de calidad para evaluar la conformidad de los procesos de las organizaciones y la competencia técnica de los laboratorios de ensayo y/o calibración de PDVSA, con el fin de asegurar la calidad de sus resultados y la satisfacción de sus clientes, fortaleciendo y profundizando las capacidades operativas de Petróleos de Venezuela.

Se ha protegido y mantenido un total de 305 activos intelectuales, así como se han solicitado 14 patentes y 44 marcas. Adicionalmente, se mantiene el portafolio de la Corporación existente, protegiendo así las tecnologías de PDVSA INTEVEP, S.A. en el ámbito mundial, contribuyendo a continuar el apoyo a PDVSA, S.A. en materia de propiedad intelectual.

Se realizó la evaluación de 75 empresas proveedoras de PDVSA, distribuidas en nueve áreas industriales seleccionadas por su incidencia en las operaciones, entre las cuales se encontraban ocho potenciales licenciatarias de los productos tecnológicos de PDVSA Intevep, S.A. así como también al proceso de fabricación de tubos de la empresa SIDOR en el marco del Programa Guayana Socialista. Las evaluaciones a los proveedores de PDVSA suministran a las unidades de negocios compradoras y contratantes de PDVSA información sobre el cumplimiento de criterios técnicos y de calidad para la selección de los mismos.

Se mantienen los estudios ambientales en Isla de Aves sobre la biota para establecer arrecifes artificiales que le garanticen a la nación la soberanía sobre 135.000 km² de zona económica exclusiva. Además, se continuó con el plan de monitoreo del río Guarapiche para realizar el seguimiento del estado actual de las comunidades de manglar en los Caños Francés y Dos Aguas para garantizar la recuperación del ecosistema.

SEGURIDAD INDUSTRIAL E HIGIENE OCUPACIONAL

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

NOTA: Mayor información sobre Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional de PDVSA, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2015.



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 de PDVSA año 2015.



DESARROLLO SOCIAL

Los aportes para el Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2015, 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 SOCIAL 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 2001-2015:

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	157	46	3.506
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	1.607	835	8.678
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	2.159	28.899
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	142	6.317
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	141	4.189
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	799	204	574	2.598
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	89	5	6	739
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	8.015	27.909
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	5.817	6.854	6.355	35.244
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	50	17	3.746
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	77	10	-	402
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	180	3	-	1.088
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	601	11.602
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	168	8.472
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	343	131	119	4.604
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	102	208	63	1.535
Otras Misiones y Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	504	162	-	2.802
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	19.242	168.428
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976	81.553
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	976	85.782
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	20.218	254.211



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 2015



CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA



PETROAMÉRICA

Petroamérica surge como una propuesta del Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela para la integración energética de los pueblos del continente, enmarcada en la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA) y establecida en los principios de apoyo y complementariedad de las naciones en el uso equitativo y democrático de los recursos en el progreso de sus pueblos.

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

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 fortificar 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 2015 por las empresas filiales y mixtas de PDVSA América, en el marco de la cooperación internacional, en las regiones Andina y Sur:

Región Andina

PDVSA América posee la filial PDV Andina, S.A. y sus socios estratégicos son Bolivia y Ecuador. Además, ejecuta su misión a través 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
<p>Exploración a Riesgo en los bloques Subandino Norte y Sur (departamentos de La Paz-Tarija y Chuquisaca) en alianza con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) a través de la Empresa Mixta YPFB Petroandina SAM.</p>	<p>Se continuó con las actividades de exploración de gas y petróleo, que se ejecutan a través de la empresa mixta YPFB PETROANDINA SAM (40% PDVSA Bolivia y 60% YPFB)</p> <p>Bloque Subandino Sur: Se culminó estudio técnico integrado del bloque Ñiguazú, proyectando dos oportunidades: Ñiguazú Somero e Ñiguazú Profundo con expectativas asociadas de 3,9 y 6,6 BPC de gas respectivamente. Concluida la ingeniería conceptual y básica para la construcción del camino de acceso y planchadas para la perforación del pozo. Se obtuvo la licencia ambiental para la perforación. Concluida la adquisición de la data sísmica de 460 km en el bloque Ñiau y se dio inicio al procesamiento de la data sísmica a fin de determinar la prospectividad del bloque.</p> <p>Bloque Subandino Norte: Concluida la primera fase de la perforación del pozo exploratorio Lliquimuni X1. Actualmente se avanza en la segunda fase de la perforación, estimándose la conclusión para el primer trimestre del año 2016.</p>
<p>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.</p>	<p>La filial Petroandina Comercio y Suministro, S.A., dio cumplimiento al contrato de suministro de 5.000 Tm de azufre a granel con la Fábrica Estatal de Acido Sulfúrico de Eucaliptus, con la entrega total del volumen contratado. 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. Por otra parte, se continúa la comercialización de combustibles al detal a través de la estación de servicio con la marca PDV®.</p>
<p>Posicionamiento de la marca de lubricantes 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.</p>	
<p>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 puesta en operación la nueva planta Warnes de 200 MW). Además de la ampliación de la Planta Termoeléctrica del Sur y la implementación de su ciclo combinado.</p>	<p>El 21 de septiembre de 2015, fue inaugurada la Planta Termoeléctrica Warnes de 200 MW de potencia. Con la operación comercial de esta planta, la Empresa Mixta cuenta con 30% de la capacidad de generación termoeléctrica instalada, constituyéndose en un actor fundamental en la industria eléctrica de Bolivia.</p>

TABLA • PDVSA ECUADOR, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p>Desarrollo de actividades de exploración costa afuera.</p>	<p>El proyecto cerró actividades en Ecuador. PDVSA Ecuador, S.A., no manifestó interés en los Bloques 1 y 5 del Golfo Guayaquil.</p>
<p>Optimización de la producción del Campo Sacha, usando nuevas tecnologías de levantamiento artificial.</p>	<p>La empresa mixta Operaciones Río Napo C.E.M. (70% Petroecuador-30% PDVSA) logró una producción promedio del Campo Sacha de 73,5 MBD. En la actividad de perforación de pozos de desarrollo, se completaron 19 pozos y se reacondicionaron 34 pozos. Adicionalmente, se construyeron dos plataformas para perforación de pozos.</p>
<p>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.</p>	<p>Se finalizaron los trabajos de movimiento de tierra (preparación del sitio) y la construcción de la carretera operacional con una longitud aproximada de 14 km. Se continúan los trabajos de construcción del acueducto La Esperanza – Refinería con un avance de 93%.</p>
<p>Operación de la planta de lubricantes de PDV Ecuador y Abanderamiento de Estaciones de Servicio PDV.</p>	<p>Continúan las exportaciones de lubricantes a PDVSA Bolivia, Uco Marine Trading Perú, ALBA Petróleos de El Salvador, PDVSA Paraguay y PDV Guatemala. En 2015, integraron 13 nuevas estaciones, para alcanzar un total de 46 estaciones operativas. Actualmente se procesa la permisología de cinco estaciones más ante la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador.</p>

Región Sur

Integrada por Argentina, 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 Uruguay, S.A. y PDVSA Paraguay, S.A., cuyas oficinas están situadas en: Buenos Aires, Montevideo y La Asunción, respectivamente.

TABLA • PDVSA ARGENTINA, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p>Impulso al desarrollo de negocios relacionados con la producción de hidrocarburos en Argentina y en Venezuela en sinergia con CVP.</p> <p>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.</p>	<p>Se realizó revisión técnica del proyecto instalación de la planta de regasificación de GNL.</p>
<p>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 Conosur, S.A. (PCSA).</p>	<p>Se reanudó la construcción de las primeras dos barcasas, de 3.500 m³ de carga líquida (hidrocarburos o aceites vegetales), se estima su entrega entre los meses febrero-marzo 2016. Actualmente se encuentran en construcción cuatro barcasas de similares características.</p>
<p>Posicionamiento de la marca PDV® en la región a través de PCSA supliendo a las 91 estaciones de servicio de SOL y las nuevas adquisiciones y abanderamiento de estaciones de servicio PDV®.</p>	<p>Durante el año 2015, se mantuvo el apoyo a las 91 estaciones de servicio posicionadas en la República de Argentina.</p>

TABLA • PDVSA URUGUAY, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p>Desarrollo del Complejo Alcoholes de Uruguay (ALUR), para biocombustibles y alimentos.</p>	<p>En junio de 2015 se concretó la capitalización de PDVSA Uruguay en la empresa mixta ALUR, con una participación accionaria de 9,21%.</p>
<p>Suministro de combustible bajo el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas.</p>	<p>En 2015 se continuó con el desarrollo de la comercialización de lubricantes PDV en Uruguay.</p>

TABLA • PDVSA PARAGUAY, S.A.

ESTRATEGIA A DESARROLLAR	LOGROS
<p>Comercialización de combustibles y lubricantes venezolanos y el desarrollo de capacidad local de almacenamiento y logística.</p>	<p>Durante el año 2015, la facturación por comercialización de productos presentó un incremento con respecto al año anterior.</p>
<p>Control, seguimiento y apoyo sobre las operaciones, proyectos y organización administrativa de Fluvialba Paraguay y Naviera Conosur.</p>	<p>En revisión análisis técnico-económico del proyecto a fin de optimizar los recursos operativos y financieros.</p>

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.

PDV Caribe y sus empresas mixtas, durante el año 2015, adelantaron un proceso de revisión de sus avances en el logro de sus objetivos para visualizar sus próximos pasos y optimizar sus procesos internos, a los fines de ofrecer mayor eficiencia en su gestión.

TABLA • EMPRESAS MIXTAS BAJO EL ACUERDO PETROCARIBE

PAÍS	EMPRESA MIXTA
ANTIGUA Y BARBUDA	WEST INDIES OIL COMPANY LTD. (PDV Caribe, S.A. 25%, Gobierno de Antigua y Barbuda 51% y Fancy Bridge Limited 24%)
BELICE	ALBA Petrocaribe (Belize Energy) Limited (PDV Caribe, S.A. 55% y Belize Petroleum and Energy Limited 45%)
DOMINICA	PDV Caribe (Dominica) Limited (PDV Caribe, S.A. 55% y Dominica National Petroleum Company Ltd. 45%)
GRANADA	PDV Grenada Limited (PDV Caribe, S.A. 55% y Petrocaribe Grenada LTD 45%)
JAMAICA	Petrojam Limited (PDV Caribe, S.A. 49% y Petroleum Corporation of Jamaica 51%)
NICARAGUA	ALBA de Nicaragua, S.A. ALBANISA (PDV Caribe, S.A. 51% y PETRONIC 49%)
REPÚBLICA DOMINICANA	REFIDOMSA - PDV,S.A. (PDV Caribe, S.A. 49% y Estado Dominicano 51%)
SAN CRISTÓBAL Y NIEVES	PDV St. Kitts Nevis Ltd. (PDV Caribe, S.A. 55% y St. Kitts Nevis Energy Company Ltd. 45%)
SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS	PDV Saint Vincent and The Grenadines Limited (PDV Caribe, S.A. 55% y Petrocaribe St. Vincent and The Grenadines SVG Ltd. 45%)
EL SALVADOR	ALBA Petróleos de El Salvador, S.E.M. de C.V. ALBAPES (PDV Caribe, S.A. 60% y la Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador ENEPASA 40%)
HAITÍ	SOCIETE D'INVESTISSEMENT PETION BOLIVAR, S.A. (Petión-Bolívar) (PDV Caribe, S.A. 51% y Estado Haitiano 49%)
SURINAM	PDV SURINAME, N.V. (PDV Caribe, S.A. 50% y SURFUEL, N.V. 50%)

Logros más resaltantes desarrollados por la filial y sus empresas mixtas durante el año 2015:

- PDV Caribe, S.A. ha contribuido al fortalecimiento de la seguridad energética en la región a través de la coordinación de acciones para el aseguramiento de la disponibilidad de los recursos energéticos a los países signatarios del acuerdo PETROCARIBE, cubriendo el 66% de la cuota de manera oportuna y confiable.
- La compensación comercial contempla la posibilidad que los países signatarios del acuerdo cancelen parte de la porción financiada con bienes y servicios. En este sentido PDV Caribe, S.A. cumple con una labor de articulación del proceso de compensación, con el propósito de apoyar la producción local de los países del bloque y por otro lado cubrir las necesidades de Venezuela de estos bienes y servicios. Los países que han compensado la factura petrolera son: Surinam, Jamaica, El Salvador, República Dominicana, Guyana, Nicaragua.
- Se incrementó la capacidad de almacenamiento de combustibles y derivados en un 6%, al pasar de 617 MBls a 652 MBls en la región PETROCARIBE, en San Vicente y Las Granadinas y Granada. Durante el 2015 se inauguró la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustibles “Hugo Chávez”, en San Vicente y Las Granadinas con una capacidad de almacenamiento de 34 MBls incrementando la autonomía de generación eléctrica del país de uno a tres meses. En Granada, se inauguró la Planta de llenado de Cilindros de Gas Licuado de Petróleo (GLP) “Hugo Chávez” con una capacidad de producción de hasta 20.000 unidades mensuales. Se instalaron cuatro tanques de almacenamiento de GLP y uno de respaldo, con una capacidad total de 1,2 MBls.
- Se incrementó la capacidad de almacenamiento estratégico para PDVSA, con la Firma del Memorando de Entendimiento suscrito con el Gobierno de Antigua y Barbuda, para la adquisición del 25% de las acciones de West Indies Oil Company Limited (WIOC).
- Posicionamiento de PDV Caribe, S.A. y fortalecimiento del acuerdo PETROCARIBE con la constitución de la empresa mixta PDV Suriname N.V., constituida como una sociedad entre PDV Caribe S.A. y Suriname Fuel Import and Distribution N.V. (SURFUEL N.V.), con el objeto de realizar la administración a la factura de largo plazo y financiamiento de los proyectos aprobados por la Comisión Binacional Suriname-Venezuela. Adicionalmente, la empresa mixta funcionará bajo un esquema comercial que permitirá mantener sustentable su gestión y otorgar ganancias a la escala de sus operaciones.
- Consolidación de la Zona Económica PETROCARIBE (ZEP), mediante la constitución de la Comercializadora de Suministros Regionales del Caribe, C.A., (COMSURCA), que tiene como objeto comercializar productos venezolanos en el exterior, permitiendo fortalecer la producción nacional pública y privada generando fuentes adicionales de divisas no petroleras.
- Se realizaron las II Jornadas Técnicas PETROCARIBE en Caracas, en el marco de la celebración de su 10º aniversario, con la finalidad de atender y revisar el desarrollo de los asuntos operativos y fortalecer los proyectos de cooperación entre los países de Centroamérica y el Caribe.
- Celebración del XV Consejo Ministerial de PETROCARIBE, donde se firmó un Acta-Compromiso para el reimpulso de la Zona Económica de PETROCARIBE, se ratifican los esfuerzos y resoluciones firmadas anteriormente y la articulación de PETROCARIBE, ALBA, CARICOM y MERCOSUR. Además, fue suscrito un Memorando de Entendimiento entre Venezuela y Nicaragua para el suministro de paneles solares, aerogeneradores y bombillos ahorradores.
- En el campo internaciones se desarrollaron investigaciones que han permitido la orientación de la toma de decisiones del alto nivel político gubernamental sobre la estrategia de posicionamiento de PETROCARIBE en la región.
- Presentación el 18 de noviembre de 2015 ante el Consejo Permanente de la Organización de Estados Americanos (OEA) de los avances y logros de los 10 años de gestión de PETROCARIBE, la cual contó con el amplio respaldo de los países miembros y evidenció la importancia de este mecanismo de integración innovadora en la región.

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 periodo 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.

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 2015:

TABLA • VENTAS A PAÍSES CON ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA AÑOS 2015 Y 2014

DETALLE POR PAÍS DE DESTINO (MBD)	2015		2014	
	CUOTA	SUMINISTRO	CUOTA	SUMINISTRO
ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS (ACEC)				
BOLIVIA ¹	11,5	-	11,5	-
PARAGUAY	18,6	-	18,6	-
URUGUAY	43,8	3,5	43,8	10,1
ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA PETROCARIBE (ACEP)				
ANTIGUA Y BARBUDA	4,4	0,8	4,4	0,9
BELICE	4,0	2,9	4,0	2,4
DOMINICA	1,0	0,3	1,0	0,3
EL SALVADOR	7,0	6,6	7,0	5,9
GRANADA	1,0	0,7	1,0	0,8
GUATEMALA	20,0	-	20,0	-
GUYANA	5,2	2,3	5,2	4,6
HAITI ¹	14,0	14,0	14,0	13,6
HONDURAS	20,0	-	20,0	-
JAMAICA	23,5	19,5	23,5	17,9
REPÚBLICA DOMINICANA	30,0	15,6	30,0	23,3
SAN CRISTÓBAL Y NIEVES	1,2	0,7	1,2	0,6
SAN VICENTE Y LAS GRANADINAS	1,0	0,5	1,0	0,5
SURINAM	10,0	0,7	10,0	3,4
CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN CUBA - VENEZUELA (CIC)				
CUBA	98,0	97,8	98,0	89,4
CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN ARGENTINA - VENEZUELA (CICAV)				
ARGENTINA	35,5	-	35,5	-
ALIANZA BOLIVARIANA PARA LOS PUEBLOS DE NUESTRA AMÉRICA - TRATADO DE COMERCIO DE LOS PUEBLOS (ALBA-TCP)				
NICARAGUA ¹	27,0	19,2	27,0	24,6

¹Países 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 sí 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.

Resultados operacionales año 2015

- Se obtuvo una producción de 382.201 kg de carne en pie en las unidades de producción propias, comercializada a través de los convenios regionales con los entes gubernamentales de cada polígono, beneficiando a las poblaciones de los estados Barinas, Mérida, Trujillo y Portuguesa.

- Se obtuvo una producción de 140.501 litros de leche en la unidad de producción La Gibareña, finca propia ubicada en el estado Barinas, cuya comercialización se realiza a través de Lácteos Los Andes.
- En los campos de PDVSA Agrícola, S.A., entre áreas propias y productores asociados, se aportó la materia prima para la producción total de 517.851,50 toneladas de caña de azúcar, con la siembra de 10.317,29 hectáreas, arrojando un rendimiento agrícola de 50,19 toneladas por hectáreas y un rendimiento de azúcar de 8,45%, de los cuales se produjeron 43.755,53 toneladas de azúcar y 11.651,66 toneladas de melaza.
- Se obtuvo una producción de 1.455 toneladas de maíz blanco, 4.545 toneladas de maíz amarillo, 640,3 toneladas de yuca y 231,8 toneladas de arroz, en los estados Portuguesa, Trujillo, Mérida, Cojedes, Barinas y Monagas.

PDVSA INDUSTRIAL, S.A.

Nace en el año 2007, 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), abarcando distintas áreas de los sectores de producción, transformación y servicios.

Desarrollo y comportamiento productivo de las empresas operativas

Loma de Niquel

Durante el año 2015 se logró la construcción y puesta en operación del módulo Armadillo, integrado por un sistema autosustentable, de rápida instalación. El proyecto Armadillo permitió unificar diferentes empresas y productos de PDVSA Industrial, con

la finalidad de satisfacer las necesidades de resguardo, servicios básicos, comunicación y habitabilidad, en lugares inhóspitos y/o de difícil acceso, pudiendo adaptarse a los distintos tipos de requerimientos, tales como: centros de salud y educativos, áreas de estudios científicos, centros militares, deportivos, entre otros.

Vietven iluminaciones, S.A.

En el año 2015, logró la totalidad de 3,4 millones de unidades de bombillos contribuyendo a la eficiencia y el ahorro energético.

Unidad de Energía Renovable Venezuela (UNERVEN)

Esta unidad productiva logró el diseño y construcción de una Parada Ecológica, la cual cumple con la función particular de suministrar energía eléctrica y se alimenta a través de paneles solares, dicha energía podrá ser aprovechada por los usuarios. De igual forma, logró el diseño de un sistema móvil de iluminación LED denominado el Arañero, alimentado por módulos solares, el mismo dispone de diversas aplicaciones y usos. Este sistema busca reemplazar los sistemas tradicionales basados en combustibles fósiles.

PDVSA Asfalto

Realizó la colocación de 41.673 toneladas de mezcla asfáltica para las vías de acceso a zonas operacionales de producción de petróleo.

Por otro lado, PDVSA Asfalto certificó y patentó el diseño de una mezcla asfáltica para pavimento a partir de polvo de caucho, enmarcada en el proyecto módulo eco-productivo. En este sentido, se colocaron 450 toneladas de este asfalto modificado, para la pavimentación de la vía de acceso y estacionamiento del proyecto Armadillo.

Empresa Nacional de Estructuras Metálicas (VHICOA)

Durante el año 2015, fabricó estructuras metálicas para la ejecución de importantes proyectos de PDVSA, entre los que destacan:

- Culminación del proyecto de diseño, ingeniería y fabricación de una torre despojadora de nafta para la empresa mixta SINOVENSA.
- Culminación del proyecto de diseño, ingeniería, fabricación y transporte de cuatro recipientes a presión para el proyecto de Adecuación de la Estación Principal de Petrocedeño, permitiendo apalancar el desarrollo sostenido de la producción nacional, al incentivar la construcción de estos modelos de recipientes en el territorio nacional.
- Adicionalmente, VHICOA realizó la fabricación de la estructura metálica del Puente Hugo Chávez, ubicado sobre el río Manzanares, en la ciudad de Cumaná. Entre las características estructurales que presenta esta obra, se tiene que cuenta con cuatro canales, que conectará a las zonas sur, norte y centro de la ciudad.

Reciclajes Cuba Venezuela (RECUVEN)

Suministró 49.618 toneladas de material ferroso (chatarra) a las empresas nacionales, para la producción de cabillas y otros elementos metálicos, con el objetivo de contribuir al apalancamiento de la Gran Misión Vivienda Venezuela y la Gran Misión Barrio Nuevo Barrio Tricolor, distribuyendo 35.551 toneladas a Siderúrgica Zuliana, C.A. (SIZUCA) y 14.067 toneladas al Complejo Siderúrgico Nacional (CSN).

Carbozulia

Durante el año 2015 logró producir 1.002.165 toneladas de carbón, con un incremento en los niveles de producción de 26% con respecto al año 2014.

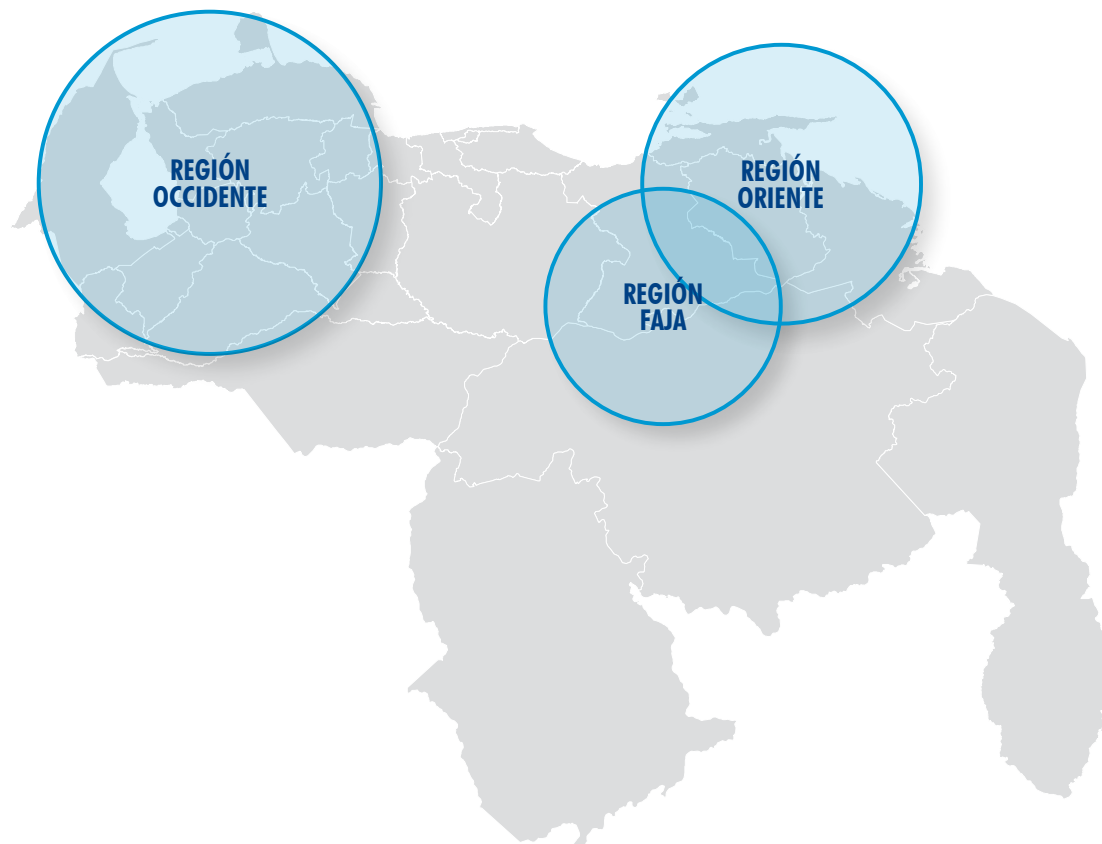
PDVSA SERVICIOS PETROLEROS, S.A.

PDVSA Servicios Petroleros, S.A. fue creada como empresa estratégica para las operaciones de perforación y servicios conexos para la construcción o mantenimiento a pozos de crudo o gas, desde el año 2007. Durante el primer trimestre del año 2015, por instrucción de la Presidencia de Petróleos de Venezuela de fecha 16 de enero, cedió las operaciones de taladro, Ra/Rc y servicios a pozos, toda la flota pesada y liviana para Logística, Suministro y Mudanza, a los negocios: Exploración, Producción, Empresas Mixtas y PDVSA Gas, producto de la revisión de Resultados 2014 y Metas 2015 en áreas operacionales a nivel nación, por lo que se inicia una reorganización de la afiliada, en función al redimensionamiento de los procesos modulares que apalancan la producción en el ámbito nacional, quedando con los procesos de:

- Conformación y coordinación de empresas de capital mixto.
- Ingeniería y mejores prácticas.

- Proyectos especiales.
- Mantenimiento mayor de equipos.
- Control de tarifas y tasas.
- Custodiar los activos propios así como garantizar el recobro por el uso de los mismos.
- Contratación de bienes y servicios (16 líneas estratégicos y taladros).
- Mantener la homologación de criterios en el área de Servicios Petroleros, la trazabilidad de indicadores claves del negocio, así como la memoria histórica.
- Servicios especializados a pozo (cementación y direccional).

Las áreas de operación se encuentran emplazadas en las siguientes regiones en el ámbito nacional: Occidente, Faja y Oriente.



Conformación de Empresas de Capital Mixto (ECM)

Con el fin de contribuir en la prestación de servicios especializados a pozos a nivel nacional y apuntando a eliminar progresivamente el oligopolio existente entre las empresas de servicios nacionales tradicionales e internacionales, se elaboró una nueva cartera con 11 proyectos de conformación de Empresas de Capital Mixto (ECM) en líneas estratégicas de servicios a pozos: operación y mantenimiento de taladros, coiled tubing, cementación, control de sólidos, control ambiental y guaya eléctrica.

En 2015, las ECM conformadas y por conformar, tuvieron los siguientes logros:

- **ECM Perforosven, S.A.** Se constituyó una nueva Empresa de Capital Mixto con ROSNEFT (Rusia) denominada PERFOROSVEN S.A. en un 100%, con el objeto de operar taladros para servicios y reacondicionamiento de pozos y equipos de tubería continua en las áreas de Petrovictoria, Petromiranda y Petrocarabobo.
- **ECM Sísmica Bielovenezolana S.A.** Apoyo al Proyecto Giame de

FUNVISIS con el préstamo de cuatro camiones vibradores para trabajar en las mediciones sísmicas de reflexión profunda en los estados Mérida (El Vigía) y Barinas (Santa Bárbara), durante el mes de Noviembre. El Proyecto Huyapari 11M 3D 3C cerró con un avance general del proyecto de 83% con una producción topográfica de 93,4 km, 7101 Pt's perforados y 5101 Pt's grabados. El proyecto Zuata 11M 3D 3C finalizó con avance general de 31% con una topografía 1750,1 km, 23608 Pt's perforados y 20.815 Pt's grabados. Por otra parte se inició el procesamiento de data sísmica con esfuerzo propio, se grabaron 20.395 Pt's en el área de interés de Petrojunín (Proyecto Zuata 11M 3D 3C) y Sísmica Bielovenezolana inició el procesamiento de la data para entregar un cubo migrado post-apilado en tiempo.

- **ECM VENCANA Servicios Petroleros, S.A.** Inició actividades operativas en el año 2014 con la prestación del servicio de guaya fina en las operaciones de División de Exploración y Producción Oriente, convirtiéndose así en la primera filial de PDVSA Servicios Petroleros, S.A. en ejecutar servicios especializados a pozos. Se ejecutaron servicios de chequeo mecánico de guaya fina en 236 pozos, lo cual equivale a un rendimiento de 24 pozos trabajados/mes, apalancando la restauración de producción en el oriente del país. Esta ECM ha contribuido desde abril de 2015 con el mantenimiento de las herramientas MWD

/ LWD, motores de fondo y martillos, herramientas propias de PDVSA con un total de 214 servicios ejecutados. Al cierre 2015, ECM VENCANA Servicios Petroleros, S.A. firmó dos importantes acuerdos de servicios en la línea de prueba de pozos en las áreas de la División de Exploración y Producción Oriente y la Empresa Mixta Boquerón, S.A.; que permitirá incorporar nuevos barriles a la producción.

• **ECM Petrovenezolana de Servicios S.A.** Se inició la prestación del servicio toma de niveles y cartas dinagráficas a la Empresa Mixta Petroquiriquire (Sur del Lago-Trujillo) en Occidente. Se han ejecutado 297 servicios de cartas y niveles, requeridos para el monitoreo de la producción de los Campos Mene Grande, Barúa y Motatán, contribuyendo así con los trabajos de mantenimiento y/o incremento de producción de la EM Petroquiriquire. Por otro lado, ha prestado 165.769 hrs de servicios profesionales de operaciones de soporte en el Oriente y Occidente del país.

Taladros Escuela.

Se encuentran en el país tres taladros escuela de 350 HP, adquiridos en el año 2013, los cuales incluyen: sala de simulación, top drive, cámara de video ajustable, proyectores, equipamiento de sonido, dispositivos de seguridad, entre otros. A la fecha dichos taladros presentan el siguiente estatus:

- PDV-TE-001: localizado en la región Faja, en proceso de alistamiento con un avance promedio de 55%.
- Taladro Escuela Hugo Chávez en la FPO (PDV-TE-002): se encuentra 100% alistado en la región Faja, División Morichal. El 20 de octubre de 2015 se hizo entrega a la Gerencia de Formación Corporativo y a la Gerencia de Recursos Humanos, para cumplir con las actividades planificadas.
- PDV-TE-003: localizado en la región Occidente; actualmente presenta un avance de preparación de 30%.

Proyectos Especiales.

La Gerencia de Proyectos Especiales (PPEE) de PDVSA Servicios Petroleros, es una organización responsable de desarrollar proyectos estratégicos-tácticos, identificar oportunidades de optimización y mejora continua en los procesos de las actividades de perforación, ingeniería, mantenimiento de equipos, modalidades no convencionales de contratación, actividades internacionales de taladros, mejores prácticas operacionales de taladros y equipos especializados a pozos.

A continuación se describen los proyectos clasificados por región:

Región Oriente

- Adecuación y construcción de un complejo para el mantenimiento mayor y menor de taladros de perforación, Ra/Rc y servicios a pozos.
- Adecuación y construcción de bases para operación y mantenimiento de líneas de servicios especializados a pozos.

Región Occidente

- Adecuación y construcción de un complejo para el mantenimiento mayor y menor de taladros de perforación, Ra/Rc y servicios a pozos.
- Adecuación y construcción de bases para operación y mantenimiento de líneas de servicios especializados a pozos.
- Adquisición de 14 gabarras autopropulsadas para equipos de servicios especializados a pozos
- Adecuación y construcción base de entrenamiento "Taladro Escuela".

Región Faja

- Adecuación y construcción de un complejo para el mantenimiento mayor y menor de taladros de perforación, Ra/Rc y servicios a pozos.
- Adecuación y construcción de bases para operación y mantenimiento de líneas de servicios especializados a pozos.

Incorporación de equipos

Taladros

En el marco de la estrategia de incorporación de taladros propios al parque de equipos y para cumplir los compromisos operacionales, se adquirieron diez taladros de 150 HP (tipo flush by), que se adicionan a los 116 taladros adquiridos en los años 2011-2013 para un total de 126 taladros propios, tal como se muestra en la tabla siguiente:

TABLA • DISTRIBUCIÓN DE TALADROS

TALADROS 2011-2013	DISTRIBUCIÓN	CANTIDAD DE TALADROS POR POTENCIA	TOTAL
		TALADROS (FLUSH BY 150HP)	
81	Faja	10	91
21	Occidente	0	21
11	Oriente	0	11
3	Internacional	0	3
116		10	126

Equipos de servicios especializados a pozos

Al cierre de 2015, 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.

Durante el año 2015, se continuó con la puesta en operación de las herramientas de perforación direccional, unidades de cementación, tubería continua y unidades hidráulicas en las diferentes regiones, marcando un hito en el inicio de estas actividades con esfuerzo propio que históricamente han sido ejecutadas 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

LÍNEAS DE SERVICIOS	OCCIDENTE	FAJA	ORIENTE	TOTAL POR LÍNEA DE SERVICIO
Perforación Direccional	12	80	0	92
Unidad de Cementación	6	34	4	44
Tubería Continua	2	4	7	13
Unidad Hidráulica	4	0	2	6
TOTAL GENERAL	24	118	13	155

Flota vehicular pesada

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 2015, se cuenta con un total de 873 unidades 100% fabricados, de las cuales 349 han arribado a Venezuela y 524 se encuentran en la República de China.

De igual manera, 236 unidades presentan un avance promedio de fabricación de 50%, mientras que el total restante (1.178 unidades), posteriormente se iniciará el proceso de fabricación. La entrega total de las unidades se estima para el primer trimestre del año 2016.

TABLA • AVANCE EN LA FABRICACIÓN DE EQUIPOS DE FLOTA PESADA

CATEGORÍA DE 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	304
Acarreo de Fluidos	145	67	92	304	80
Construcción Civil	4	18	8	30	46
Servicios Especiales	45	10	11	66	73
TOTAL GENERAL	1.080	666	541	2.287	873

Laboratorios de cementación y talleres de herramientas de perforación direccional

Se inició la adquisición de cinco laboratorios de cementación y cinco talleres para el mantenimiento de herramientas de perforación direccional. Para el año 2015, arribaron al país el total de talleres y laboratorios, 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	4	7
Occidente	1	1	2
Oriente	1	0	1
TOTAL GENERAL	5	5	10

Tráileres

Se cuenta con 904 tráileres, 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.

A continuación su distribución por región en función del número de taladros operativos:

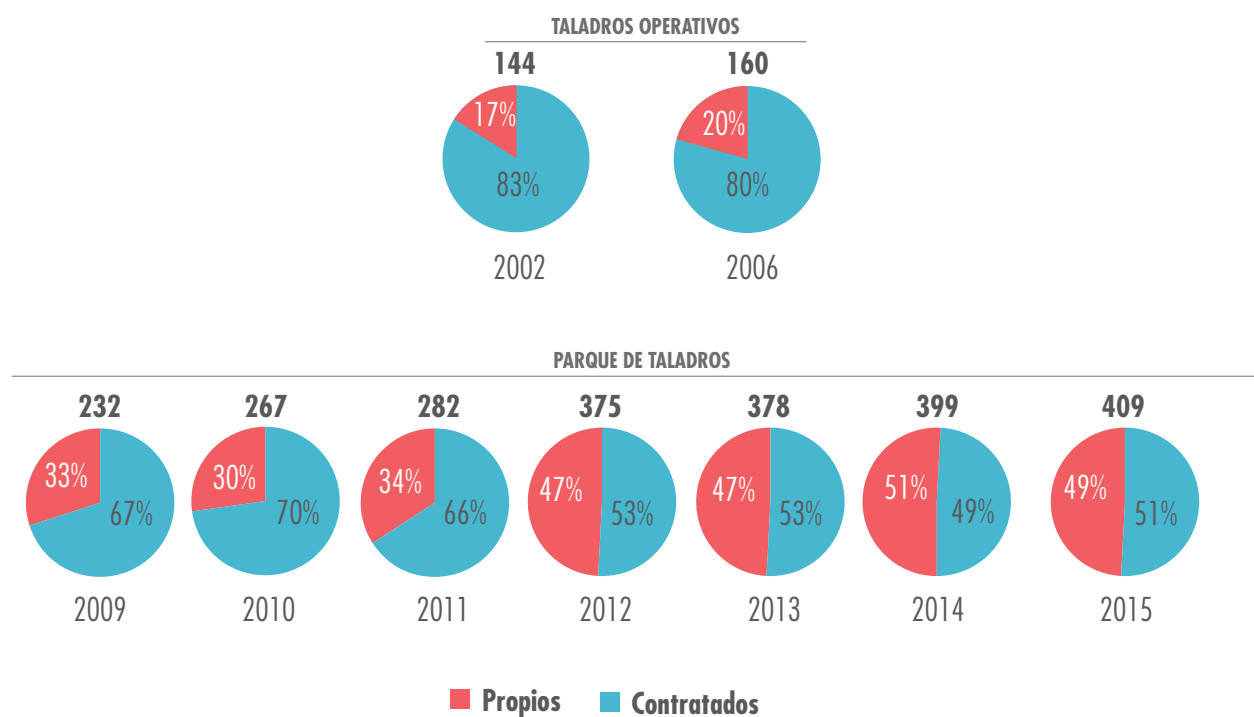
TABLA • ADQUISICIÓN DE TRÁILERES

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

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 2015.

TABLA • TALADROS PROPIOS VS. TALADROS CONTRATADOS



A continuación se presentan los resultados operacionales obtenidos por la filial PDVSA Servicios Petroleros, S.A. en 2015 y su comparación con el año 2014.

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

En 2015, 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 373 a final del período (Faja: 202; Occidente: 112, Oriente: 32 y Gas: 27) .

Para el cierre diciembre de 2015, el parque de taladros operativos de la Filial PDVSA Servicios Petroleros S.A., presenta un total general de 373, de los cuales 48% son equipos propios y 52% contratados.

TABLA • BALANCE DE TALADROS OPERATIVOS FIN DE PERIODO 2015 - 2014

N° TALADROS OPERATIVOS	AÑO 2015			AÑO 2014		
	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL	PROPIOS	CONTRATADOS	TOTAL
Faja	97	105	202	104	103	207
Occidente	60	52	112	57	57	114
Oriente	25	34	59	23	40	63
TOTAL NACIONAL	182	191	373	184	200	384
Bolivia	0	0	0	1	0	1
Ecuador	0	0	0	5	0	5
TOTAL INTERNACIONAL	0	0	0	6	0	6
TOTAL GENERAL	182	191	373	190	200	390

• Taladros Activos Fin de Periodo (F/P) 2008 – 2015

A diciembre 2015, en el ámbito nacional se alcanzó la cantidad de taladros activos fin de periodo, de 233 taladros activos vs. 333 taladros en el año 2014.

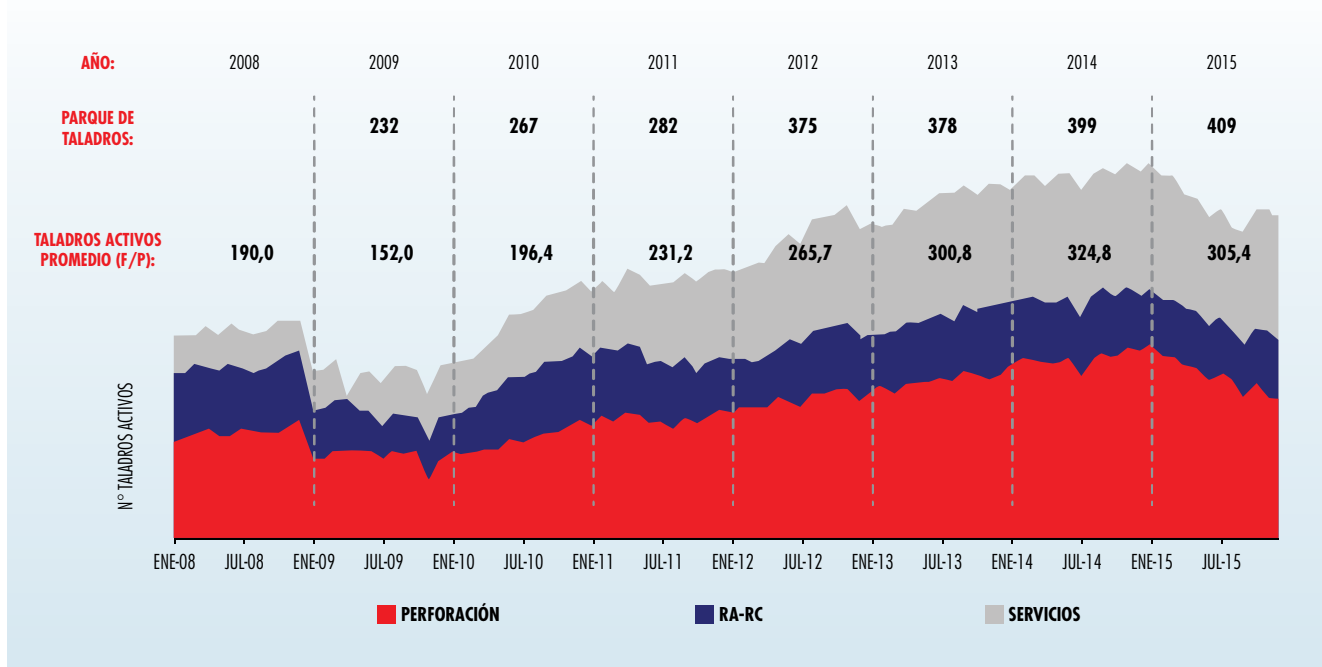
TABLA • TALADROS ACTIVOS FIN DE PERÍODO 2008 - 2015

	N° TALADROS ACTIVOS FIN DE PERIODO							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Perforación	109	71	107	116	124	149	169	103
Ra-Rc	60	40	66	49	57	65	51	40
Servicios	28	46	60	79	100	108	113	90
TOTAL GENERAL	197	157	233	244	281	322	333	233

• Comportamiento Taladros Año Activo Promedio (T/A) 2008 – 2015

Durante los últimos años, se ha logrado un crecimiento sostenido de los taladros promedio, pasando de 190,0 T/A en 2008 a 305,4 T/A (perforación: 147,8 T/A, rehabilitación: 52,9 T/A y servicios: 104,7 T/A) al cierre de diciembre 2015, representando un incremento de 60,74% con respecto al año 2008. A continuación se presenta el comportamiento de taladros:

GRÁFICO • COMPORTAMIENTO ANUAL DE TALADROS ACTIVOS 2008-2015



• Pozos Trabajados

Se ejecutó un total de 11.515 trabajos a pozos, distribuidos por región de la siguiente manera: Faja: 7.270; Occidente: 4.068; Oriente: 71; Costa Afuera: 5 y PDVSA Gas: 101.

- **Trabajos de Subsuelo** Estas actividades complementan el mantenimiento de la base de producción, se atendieron 11.846 trabajos de subsuelo (Faja: 2.263, Occidente: 3.036, Oriente: 2.646, Costa Afuera: 3 y PDVSA Gas: 3.898). En la siguiente tabla se muestra los trabajos de subsuelo comparativo año 2014 vs. 2015:

TABLA • TRABAJOS DE SUBSUELO 2014 VS. 2015

NEGOCIO	TIPO DE ACTIVIDAD	REAL 2014	REAL 2015
REGIÓN FAJA	Guaya Fina	929	831
	Estimulación	625	1.243
	Coiled Tubing	85	152
	Guaya Eléctrica Registros	580	7
	Guaya Eléctrica Cañoneo	94	21
	Suabo	30	9
	Bhp-Bht Est. y Fluy.	0	0
TOTAL DEP FAJA Y NUEVOS DESARROLLOS		2.343	2.263
REGIÓN OCCIDENTE	Guaya Fina	2.433	2.013
	Estimulación	221	506
	Coiled Tubing	139	120
	Guaya Eléctrica Registros	279	219
	Guaya Eléctrica Cañoneo	126	96
	Snubbing	78	82
TOTAL DEP OCCIDENTE		3.276	3.036
REGIÓN ORIENTE	Guaya Fina	1.751	1.057
	Estimulación	182	0
	Coiled Tubing	451	609
	Guaya Eléctrica Registros	208	0
	Guaya Eléctrica Cañoneo	504	547
	Fracturamiento Hidráulico	0	33
	Registro Hoyo Entubado	0	339
	Bhp-Bht Est. y Fluy.	0	61
TOTAL DEP ORIENTE		3.096	2.646

NEGOCIO	TIPO DE ACTIVIDAD	REAL 2014	REAL 2015
PDVSA GAS	Guaya Fina	2.751	2.305
	Estimulación	234	0
	Coiled Tubing	388	119
	Guaya Eléctrica Registros	197	7
	Guaya Eléctrica Cañoneo	293	140
	Snubbing	0	0
	Suabo	785	680
	Registro Hoyo Entubado	0	83
	Registro Hoyo Abierto	0	8
	Bhp-Bht Est. y Fluy.	0	135
	Bomba Baja	0	421
TOTAL PDVSA GAS		4.648	3.898
COSTA AFUERA	Guaya Fina	16	2
	Coiled Tubing	2	0
	Guaya Eléctrica Cañoneo	5	0
	Snubbing	0	1
TOTAL COSTA AFUERA		23	3
TOTAL NACIÓN	Guaya Fina	7.880	6.208
	Estimulación	1.262	1.749
	Coiled Tubing	1.065	1.000
	Guaya Eléctrica Registros	1.264	233
	Guaya Eléctrica Cañoneo	1.022	804
	Snubbing	78	83
	Suabo	815	689
	Fracturamiento Hidráulico	0	33
	Registro Hoyo Entubado	0	422
	Registro Hoyo Abierto	0	8
	Bhp-Bht Est. y Fluy.	0	196
	Bomba Baja	0	421
TOTAL GENERAL		13.386	11.846

Actividad Internacional de PDVSA Servicios Petroleros, S.A.

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 y correctivo del Taladro PDV-08 en predio de YPFB Distrito Comercial Oriente. Avance total del mantenimiento 97% (mantenimiento mecánico 95%, mantenimiento eléctrico 99% y misceláneos 97%). Pendiente llegada de repuestos de China para completar el 100%.
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"> • Ingeniería básica de la localización C-1X. Avance general 14%.
	<ul style="list-style-type: none"> • En proceso procura de materiales, incluyendo revestidores de contingencia y equipos para la corrida de revestidores.
	<ul style="list-style-type: none"> • En proceso revisión de propuesta técnica para el estudio de implementación y definición del sistema EDDrill® 2da fase. Avance general 60%.
	<ul style="list-style-type: none"> • 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"> • Elaboración de consideraciones SIHO para las especificaciones técnicas del servicio de Logística Aérea. Avance general 90%.
	<ul style="list-style-type: none"> • Durante el año 2015, se cumplieron las actividades planificadas con los taladros PDV-79, CPV-16, CPV-23. Actualmente el taladro PDV-79, está realizando actividades de mantenimiento en la República de Ecuador para posterior envío a Venezuela. Los taladros CPV-16 y CPV-23 ya arribaron a Venezuela.

PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.

En 2015, la filial continuó prestando sus servicios de ingeniería y construcción a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), empresas mixtas y al Estado venezolano, dentro y fuera del país, mediante la gerencia y ejecución de proyectos y obras en todas sus fases, aplicando la experiencia de su personal, con tecnología de vanguardia, asegurando una gestión humanista, productiva, con criterios de seguridad, mejoramiento continuo, responsabilidad social y en armonía con el ambiente.

PDVSA Ingeniería y Construcción ha desarrollado capacidades que le han permitido prestarle el servicio a 34 proyectos mayores, agrupados en 18 proyectos petroleros y 16 proyectos no petroleros.

Proyectos Petroleros:

- Gerencia y seguimiento de ocho proyectos para la FPO Hugo Chávez: Ingeniería Conceptual, Básica e IPC de los proyectos Manejo Producción Temprana Junín, Almacenamiento Diluyente Producción Temprana Petrojunín, Macolla MP15

Petrojunín y Expansión Producción Petrolera Sinovensa a 330 MBD; Ingeniería Básica del Mejorador de Crudo Petromiranda; IPC de la Expansión Producción Petrolera Sinovensa a 165 MBD, Planta Despojadora de Nafta; y Gerencia Técnica de Construcción en Adecuación de la Estación Principal de Petrocedeño.

- Gerencia y seguimiento de siete proyectos para Comercio y Suministro: Ingeniería Conceptual, Básica e IPC de Modernización Planta Distribución Catia La Mar y Ampliación Capacidad Servicio Combustible Maiquetía; Ingeniería Básica e IPC del Sistema Integral Remediación Catia La Mar, Adecuación/Ampliación Llenadero Carenero y Reemplazo SUMANDES: ULE-Bajo Grande; IPC para Tanques Planta Distribución Carenero y Suministro Combustible Falcón-Zulia (SUFAZ).

- Gerencia y seguimiento de tres proyectos para Exploración, Producción y Refinación: Visualización, Ingeniería Conceptual e Ingeniería Básica del Oleoducto FPO-Refinerías Venezolanas; e Ingeniería Conceptual, Básica e IPC para el Oleoducto Caño Limón/ Guafita e Incremento Capacidad Compresión Gas Pirital.

Proyectos no Petroleros:

- Gerencia, seguimiento e inspección de 10 desarrollos habitacionales de la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV), realizados a través de convenios internacionales, para un total de 4.488 viviendas construidas.
- Gerencia y seguimiento de seis importantes proyectos de infraestructura urbana nacional: Modernización Teleférico Mérida, Sistema Teleférico Litoral, Prolongación Av. Boyacá/ Dist. Macayapa/Viaducto Tacagua, Puente Nigale - Lago Maracaibo, Control Nivel Lago Los Tacarigua y Solución Estructural Nivel Lago Los Tacarigua.

PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.

Es una filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) orientada hacia el sector No Petrolero con el objetivo de desarrollar la infraestructura de carácter no industrial y social. 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 Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV).

En 2015, la filial reporta los siguientes logros:

- Construcción de viviendas: se culminaron 444 viviendas en el ámbito nacional, asociadas a la GMVV.
- Desarrollo y definición de proyectos: culminadas y entregadas 22 ingenierías.
- Construcción de Infraestructura Social No Industrial:
 - Construcción de barreras tipo fortaleza en instalaciones de PDVSA Gas Anaco.
 - Adecuación mayor Centro Recreacional Mare Mare San Tomé.
 - Construcción de casetas de control en Estación Santa Rosa IV Anaco.
 - Construcción del sistema eléctrico de alta tensión sector El Cambur, municipio Páez, estado Apure.
 - Terapia neonatal Hospital Industrial San Tomé.
 - Adecuación y modernización del sistema audiovisual e infraestructura de la sala de conferencia PDVSA GAS Anaco.
 - Ampliación y rehabilitación de la Escuela Concentrada Guamito, municipio Obispo, estado Barinas.





NEGRA M



COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS



COMPROMISOS y CONTINGENCIAS

Garantías

Al 31 de diciembre de 2015, CITGO mantiene en compromiso de garantía por \$6 millones (Bs.413 millones) para garantizar deudas de afiliadas. La compañía no ha contabilizado pasivos por este concepto.

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, PDVSA no ha contabilizado pasivos por garantías a clientes debido a que históricamente los reclamos no han sido significativos.

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.

Litigios y Reclamos

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en el rubro de provisiones, una estimación al 31 de diciembre de 2015, por \$334 millones (Bs.22.966 millones) . 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.

Al 31 de diciembre de 2015, PDVSA está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por \$127 millones (Bs.8.733 millones). La empresa Conoco Phillips Petrozuata B.A. y Phillips Petroleum Company Venezuela Limited presentó una demanda en contra de PDVSA, correspondiente a los proyectos Petrozuata y Hamaca. Ésta fue presentada ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional de

Paris, Francia y el juicio se encuentra en fase inicial. 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.

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 Estados Unidos 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 \$3 millones (Bs.206 millones) para completar la implementación del sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA[®]), cumpliendo con lo tipificado en la Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo 2005 y la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema Nacional de Control Fiscal. Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, a través del cual se ejecutaron \$230 millones (Bs.15.815 millones) en proyectos de adecuación ambiental y \$175 millones (Bs.12.033) para gestionar inversiones relacionadas con higiene ocupacional en el 2015. CITGO estima inversiones de aproximadamente \$247 millones (Bs.16.984 millones) para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2015 y 2019. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, se mantienen provisiones para cubrir los costos de remediación de asuntos ambientales.

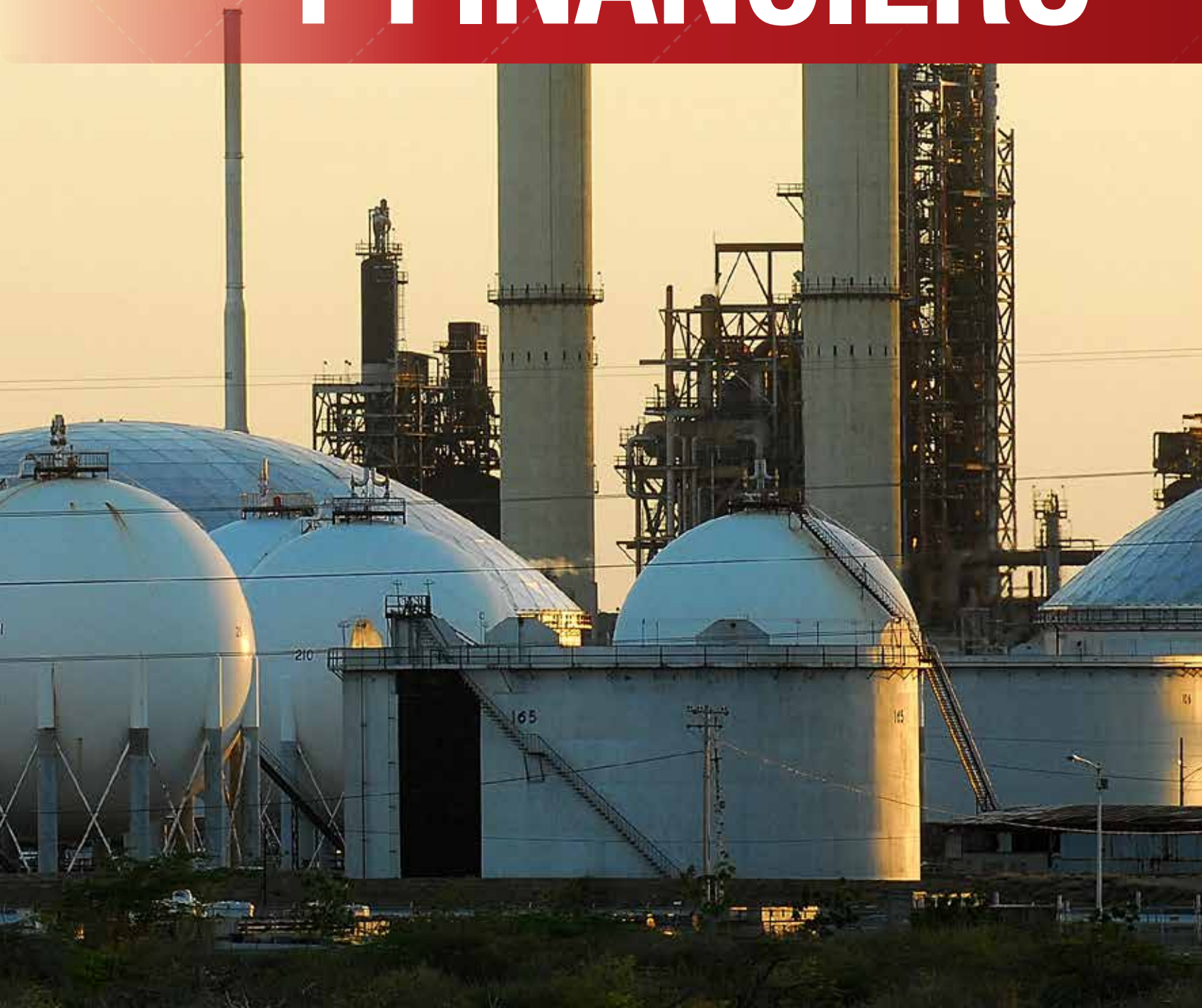
Además, como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental en relación con los pasivos que se generaron hasta el año 2004. Éste contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación, materiales y desechos peligrosos, instalaciones, 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 del año 2015 \$494 millones (Bs.33.967 millones).

CITGO ha recibido varias notificaciones por violaciones de esta índole, de parte de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (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 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 durante el curso normal de las operaciones, estos asuntos no tendrán efectos significativos con respecto a la situación financiera, la liquidez o las operaciones consolidadas de PDVSA.



ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO





RESUMEN EJECUTIVO

Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen, básicamente, del volumen de exportación de crudo y del nivel de precios de los hidrocarburos. Los factores determinantes en los resultados financieros y operacionales del año 2015 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.

En cuanto a los precios del crudo, estos estuvieron influenciados por la volatilidad de los mercados bursátiles, adicional a un exceso de oferta motivado al levantamiento de sanciones económicas a Irán que permitió su regreso al mercado petrolero, de igual forma los productores estadounidenses utilizaron la técnica del fracking.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente la organización de la OPEP, encabezado por la República Bolivariana de Venezuela propuso el sostenimiento de la cuota de producción, con el fin de estabilizar los precios, sin embargo, la OPEP no alcanzó una modificación de las cuotas de producción.

En el año 2015, la cesta de exportación venezolana se ubicó en 44,65 US\$/BI, representando una disminución de 43,77 US\$/BI (49,5%) con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2014.

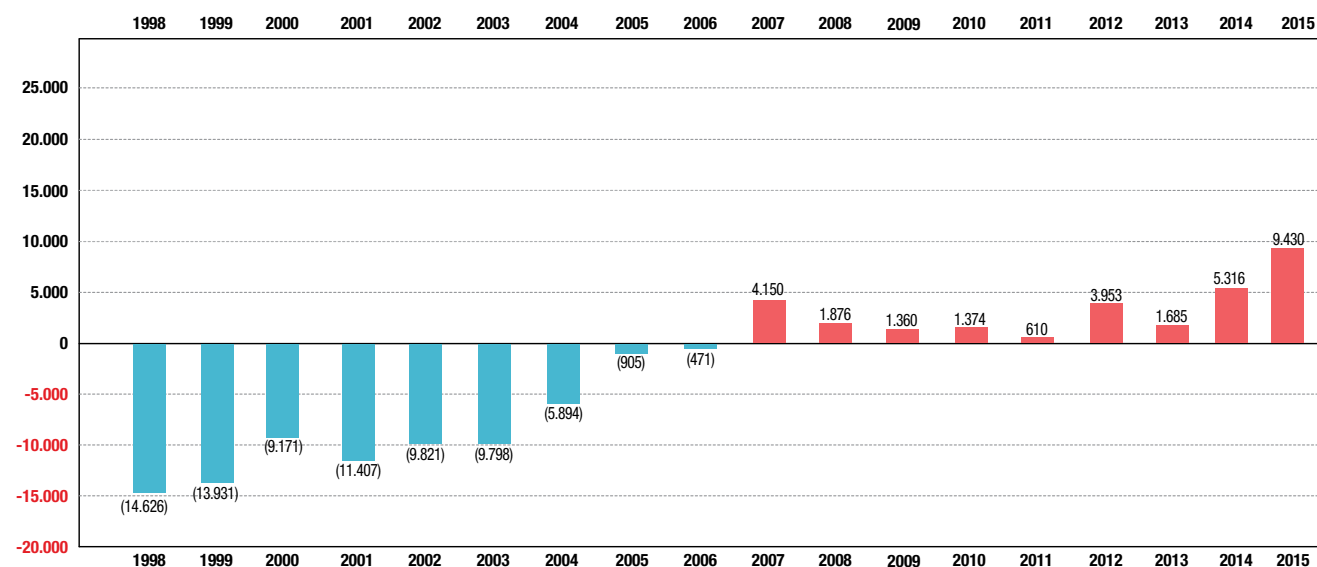
Al cierre del ejercicio económico del año 2015, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las ganancias no distribuidas de 9.430 millones de dólares, significativamente diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en el siguiente cuadro:

TABLA • COMPOSICIÓN/DETALLE DEL PATRIMONIO DE PDVSA

MMUS\$	2015	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	39.094
Ganancias Retenidas:																		
Reservas Legales y Otras	20.887	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	9.430	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	30.317	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	69.411	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	21.468	22.006	22.223	10.579	9.939	9.367	9.067	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio	90.879	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

GANANCIAS (PÉRDIDAS) RETENIDAS

1998 - 2015 (MMUS\$)



APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

Los aportes fiscales pagados a la Nación en el ejercicio 2015 se ubicaron en 128.285 millones de bolívares, disminuyendo en 40.489 millones de bolívares; es decir 24% con respecto al año 2014, que fue de 168.774 millones de bolívares. 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

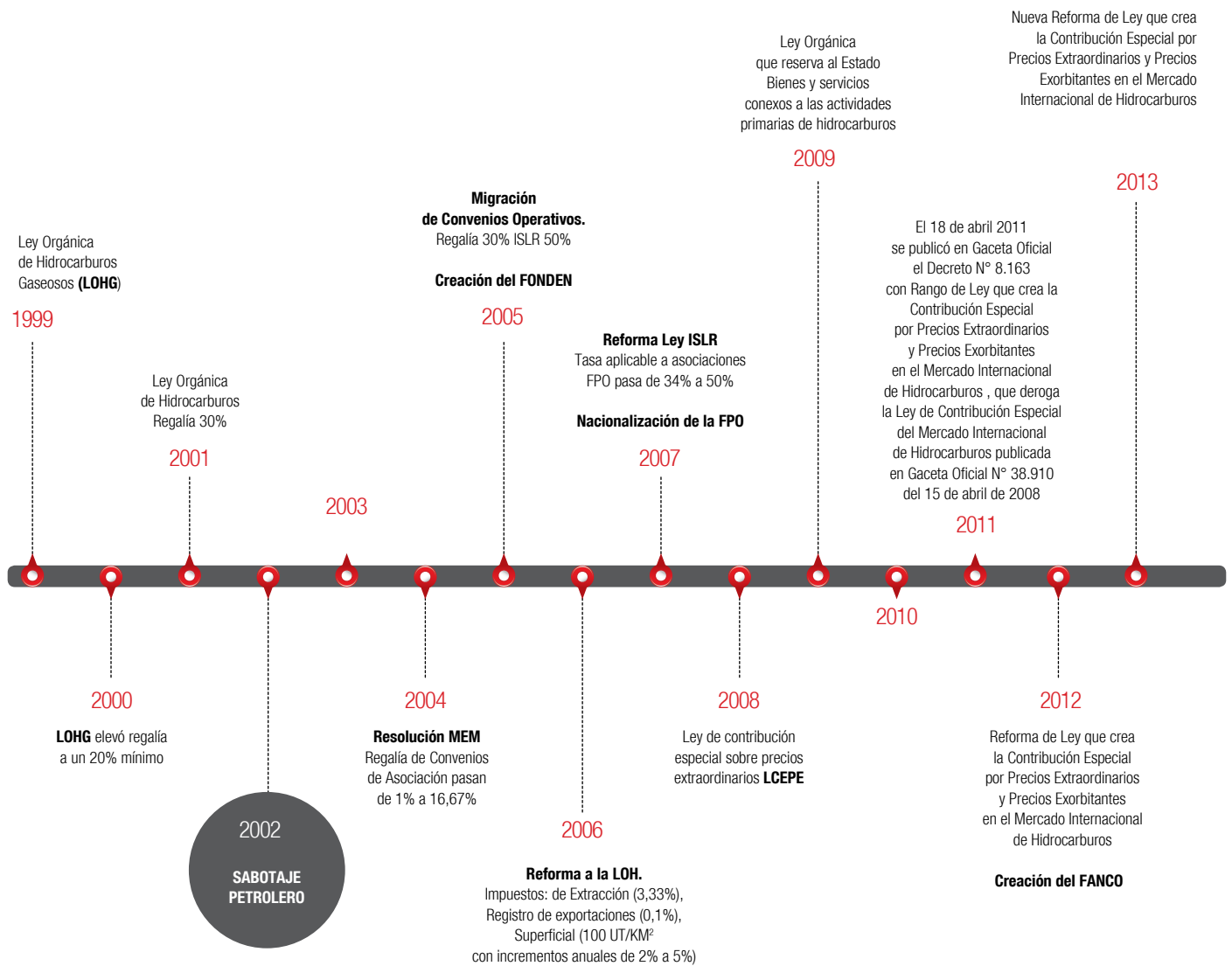
APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	2015	2014	2013	2012	2011
Regalía	71.312	80.788	70.866	50.549	53.632
Impuesto de Extracción	6.615	8.319	6.291	4.941	6.510
ISLR	41.892	73.469	26.643	26.765	16.888
Dividendos	6.000	6.000	6.000	6.000	4.300
Impuesto Superficial	2.213	-	1.025	562	387
Impuesto al Registro de Exportación	253	198	247	165	119
TOTAL APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	128.285	168.774	111.072	88.982	81.836

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.

Durante 2015, como parte de un plan de revisión de procesos y estructuras, en el cual PDVSA está orientada a concentrar esfuerzos principalmente sobre sus filiales petroleras, la Asamblea de Accionista aprobó la segregación de gran parte de las filiales no petroleras y su transferencia al Accionista, a su valor en libros, la cual se llevará a cabo en un plazo no mayor a un año. Las filiales segregadas corresponden a PDVSA América, S.A.; PDVSA Industrial, S.A.; PDVSA Naval, S.A.; PDVSA Salud, S.A.; PDVSA Agrícola, S.A.; PDVSA Gas Comunal, S.A.; PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A. y Empresa Nacional de Transporte, S.A.

Factores de Riesgo

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

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

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

De igual forma, PDVSA está expuesta al riesgo cambiario por las ventas, compras, activos y pasivos denominados en monedas distintas (moneda extranjera) a las respectivas monedas funcionales de las entidades que la integran, es decir, la moneda que corresponde al principal ambiente económico en el que opera cada entidad. La moneda funcional de PDVSA es el dólar (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, a fin de reducir los posibles impactos que puedan originarse para la compañía, por modificaciones en el tipo de cambio de esta moneda con relación a la moneda funcional.

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

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

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

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

El riesgo político es un tema que debe ser aceptado y manejado una vez que el negocio ha comprometido inversiones en ciertos países. Sin embargo, PDVSA es suficientemente sólida en producción, refinación y sistema de distribución y ventas, lo cual le garantiza flexibilidad operacional para reaccionar ante circunstancias en recortes o incrementos en la producción si llegase a ocurrir algún evento importante. Adicionalmente, PDVSA reduce el riesgo político y comercial diversificando su portafolio de clientes e invirtiendo en su capacidad de refinación en nuevos mercados. Sobre este aspecto, PDVSA está evaluando y desarrollando negocios en Asia, Europa, El Caribe, Centro y Suramérica.

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

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

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

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

Resumen Consolidado de Información Financiera

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE		
	2015	2014*	2013*
Operaciones continuas:			
INGRESOS:			
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	55.339	101.552	110.719
Ingresos financieros	16.830	20.343	9.316
	72.169	121.895	120.035
COSTOS Y GASTOS:			
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	22.965	37.266	36.754
Gastos de operación, venta, administración y generales	16.828	27.400	23.733
Gastos de exploración	50	76	140
Depreciación y amortización	8.995	8.038	8.096
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	6.294	13.466	19.262
Gastos financieros	2.393	4.065	2.880
Otros egresos, neto	3.986	9.946	4.239
	61.511	100.257	95.104
GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA	10.658	21.638	24.931
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	9.189	5.321	13.023
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1.469	16.317	11.908
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:			
Gasto de impuesto corriente	3.172	9.715	12.280
Beneficio de impuesto diferido	(6.889)	(4.609)	(5.094)
	(3.717)	5.106	7.186
GANANCIA NETA DE OPERACIONES CONTINUAS	5.186	11.211	4.722
Operaciones discontinuadas:			
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	2.159	(2.137)	11.113
GANANCIA NETA	7.345	9.074	15.835
OTROS RESULTADOS INTEGRALES:			
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>			
Resultados actuariales por beneficios a los empleados, neto de impuestos	(4.998)	1.390	(3.824)
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>			
Diferencias en conversión de operaciones	241	2.001	896
TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES	(4.757)	3.391	(2.928)
TOTAL GANANCIA INTEGRAL	2.588	12.465	12.907

*Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2015

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE		
	2015	2014*	2013*
Propiedades, plantas y equipos, neto	127.033	141.248	129.831
Efectivo restringido	604	284	227
Otros activos no corrientes	20.371	30.020	33.330
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	148.008	171.552	163.388
Inventarios	9.676	11.764	12.963
Documentos y cuentas por cobrar	18.206	24.357	36.020
Efectivo restringido	326	1.292	1.327
Efectivo y equivalentes de efectivo	5.821	7.911	9.133
Otros activos corrientes	19.906	9.884	8.289
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	53.935	55.208	67.732
TOTAL ACTIVO	201.943	226.760	231.120
PATRIMONIO			
Patrimonio¹	90.879	89.757	84.486
PASIVO			
Deuda financiera	36.916	39.871	36.353
Otros pasivos no corrientes	21.456	41.406	45.055
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	58.372	81.277	81.408
Deuda financiera	6.800	5.865	7.031
Impuesto sobre la renta por pagar	3.444	9.554	10.116
Otros pasivos corrientes	42.448	40.307	48.079
TOTAL PASIVO CORRIENTE	52.692	55.726	65.226
TOTAL PASIVO	111.064	137.003	146.634
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	201.943	226.760	231.120
RELACIÓN DEUDA/PATRIMONIO			
TOTAL DEUDA	43.716	45.736	43.384
DEUDA/PATRIMONIO ²	48%	51%	51%

*Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2015

¹ Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs. 1.280 millones.

² Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, 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**
2015 2014 2013

MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES:			
Ganancia neta	7.345	9.074	15.835
AJUSTES PARA CONCILIAR LA GANANCIA NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES			
Depreciación y amortización	8.995	8.441	8.335
Obras en progreso canceladas	1.956	1.432	1.101
Deterioro del valor de los activos, neto de reversiones	2.649	6.844	439
Deterioro de créditos fiscales por recuperar	1.247	-	-
Ganancia en cambio	(15.039)	(19.127)	(7.817)
Ganancia en venta de participación	-	-	(9.524)
Beneficio de impuesto diferido	(6.889)	(4.610)	(5.094)
Aportes al desarrollo social pagados a través de bonos	-	-	116
Participación en resultados de las inversiones contabilizadas bajo el método de participación, neta de impuesto	86	67	33
Exceso del valor de los activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	-	-	(30)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	169	(146)	625
Total activos en actividades de producción	572	439	962
Aumento en la estimación para cuentas de cobro dudoso	(4)	2	30
CAMBIOS EN ACTIVOS OPERACIONALES -			
Documentos y cuentas por cobrar	(9.257)	(17.975)	(21.588)
Inventarios	1.516	760	(2.319)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	2.743	(7.502)	(435)
Créditos fiscales por recuperar	(1.555)	(964)	(2.155)
CAMBIOS EN PASIVOS OPERACIONALES -			
Cuentas por pagar a proveedores	2.542	6.598	7.924
Beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo	(559)	8.732	3.210
Provisiones	(19)	569	138
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	20.254	46.727	56.930
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(400)	(429)	(2.060)
Pagos de impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos	(1.169)	(24.640)	(22.753)
EFFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES	15.183	14.292	21.903
Movimientos del Efectivo Proveniente de las Actividades de Inversión:			
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos	(18.106)	(24.634)	(23.306)
Desincorporación de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación, neto de efectivo adquirido	322	160	(21)
Disminución (aumento) del efectivo restringido	646	(146)	708
Aportes adicionales a inversiones contabilizadas bajo el método de la participación	-	7	(15)
Dividendos recibidos de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación	-	48	89
Otras variaciones en activos	(217)	117	164
EFFECTIVO NETO USADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(17.355)	(24.448)	(22.381)
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:			
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	8.123	18.197	6.923
Pagos de la deuda financiera	(8.088)	(7.068)	(2.892)
Dividendos pagados al Accionista	-	(289)	(952)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	843	408	-
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(411)	(436)	(552)
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	-	-	(994)
EFFECTIVO NETO (USADO) PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO	467	10.812	1.533
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	(385)	(1.878)	(155)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO NETO EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(2.090)	(1.222)	900
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	7.911	9.133	8.233
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	5.821	7.911	9.133

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2015

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 *
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES ¹	TOTAL CONSOLIDADO MUNDIAL	
Operaciones continuas:					
INGRESOS:					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	42.472	28.209	(15.342)	55.339	101.552
Ingresos financieros	17.098	(268)	-	16.830	20.343
	59.570	27.941	(15.342)	72.169	121.895
COSTOS Y GASTOS:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	14.093	24.214	(15.342)	22.965	37.266
Gastos de operación, venta, administración y generales	14.567	2.318	(58)	16.828	27.400
Gastos de exploración	50	-	-	50	76
Depreciación y amortización	8.351	644	-	8.995	8.038
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	6.294	-	-	6.294	13.466
Gastos financieros	1.950	443	-	2.393	4.065
Otros egresos, neto	3.909	19	58	3.986	9.946
	49.214	27.638	(15.342)	61.511	100.257
GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA	10.356	303	-	10.658	21.638
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	9.136	53	-	9.189	5.321
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1.220	250	-	1.469	16.317
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:					
Gasto de impuesto corriente	2.539	633	-	3.172	9.715
Beneficio de impuesto diferido	(6.719)	(170)	-	(6.889)	(4.609)
	(4.180)	463	-	(3.717)	5.106
GANANCIA NETA DE OPERACIONES CONTINUAS	5.400	(213)	-	5.186	11.211
Operaciones discontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	1.825	334	-	2.159	(2.137)
GANANCIA NETA	7.225	121	-	7.345	9.074
OTROS RESULTADOS INTEGRALES:					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Resultados actuariales por beneficios a los empleados, neto de impuestos	(4.941)	(57)	-	(4.998)	1.390
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	241	-	-	241	2.001
TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES	(4.700)	(57)	-	(4.757)	3.391
TOTAL GANANCIA INTEGRAL	2.525	64	-	2.588	12.465

*Saldo reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2015

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, 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

	AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 *
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES ¹	TOTAL CONSOLIDADO MUNDIAL	
Operaciones continuas:					
INGRESOS:					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	81.742	45.693	(25.883)	101.552	110.719
Ingresos financieros	20.331	12	-	20.343	9.316
	102.073	45.705	(25.883)	121.895	120.035
COSTOS Y GASTOS:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	20.867	42.236	(25.837)	37.266	36.754
Gastos de operación, venta, administración y generales	24.721	2.725	(46)	27.400	23.733
Gastos de exploración	76	-	-	76	140
Depreciación y amortización	7.418	620	-	8.038	8.096
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13.466	-	-	13.466	19.262
Gastos financieros	3.884	181	-	4.065	2.880
Otros egresos, neto	10.315	(369)	-	9.946	4.239
	80.747	45.393	(25.883)	100.257	95.104
GANANCIA ANTES DE APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL E IMPUESTO SOBRE LA RENTA	21.326	312	-	21.638	24.931
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	5.276	45	-	5.321	13.023
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA	16.050	267	-	16.317	11.908
IMPUESTO SOBRE LA RENTA:					
Gasto de impuesto corriente	9.251	464	-	9.715	12.280
Beneficio de impuesto diferido	(4.566)	(43)	-	(4.609)	(5.094)
	4.685	421	-	5.106	7.186
GANANCIA NETA DE OPERACIONES CONTINUAS	11.365	(154)	-	11.211	4.722
Operaciones discontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	(1.530)	(607)	-	(2.137)	11.113
GANANCIA NETA	9.835	(761)	-	9.074	15.835
OTROS RESULTADOS INTEGRALES:					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Resultados actuariales por beneficios a los empleados, neto de impuesto	1.390	-	-	1.390	(3.824)
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	2.001	-	-	2.001	896
TOTAL OTROS RESULTADOS INTEGRALES	3.391	-	-	3.391	(2.928)
TOTAL GANANCIA INTEGRAL	13.226	(761)	-	12.465	12.907

*Saldo reestructurado. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2015

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2015

EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 DE DICIEMBRE DE 2015				AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES ¹	TOTAL CONSOLIDADO	
ACTIVO					
Propiedades, plantas y equipos, neto	121.924	5.109	-	127.033	141.248
Efectivo restringido	256	348	-	604	284
Otros activos no corrientes	19.995	7.741	(7.365)	20.371	30.020
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	142.175	13.198	(7.365)	148.008	171.552
Inventarios	7.402	2.274	-	9.676	11.764
Documentos y cuentas por cobrar	16.978	1.228	-	18.206	24.357
Efectivo restringido	316	10	-	326	1.292
Efectivo y equivalentes de efectivo	5.255	565	-	5.821	7.911
Otros activos corrientes	33.404	25.144	(38.642)	19.906	9.884
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	63.355	29.221	(38.642)	53.935	55.208
TOTAL ACTIVO	205.530	42.419	(46.007)	201.943	226.760
PATRIMONIO					
Patrimonio	115.638	1.203	(25.962)	90.879	89.757
PASIVO					
Deuda financiera	33.775	3.141	-	36.916	39.871
Otros pasivos no corrientes	(396)	2.579	19.273	21.456	41.406
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	33.379	5.720	19.273	58.372	81.277
Deuda financiera	5.771	1.029	-	6.800	5.865
Impuesto sobre la renta por pagar	3.084	360	-	3.444	9.554
Otros pasivos corrientes	47.659	34.107	(39.318)	42.448	40.307
TOTAL PASIVO CORRIENTE	56.514	35.496	(39.318)	52.692	55.726
TOTAL PASIVO	89.892	41.216	(20.045)	111.064	137.003
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	205.530	42.419	(46.007)	201.943	226.760

*Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2015

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, 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*			TOTAL CONSOLIDADO	AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013*
	SECTOR NACIONAL	SECTOR INTERNACIONAL	ELIMINACIONES ¹		
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)	30.020	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	42.916	4.514	(6.024)	41.406	45.055
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	81.036	6.265	(6.024)	81.277	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	46.440	20.637	(26.770)	40.307	48.079
TOTAL PASIVO CORRIENTE	61.083	21.413	(26.770)	55.726	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

*Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2015

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

Producción

Producción Crudo

La producción total promedio para el año 2015 fue de 2.746 MBD a nivel Nacional, lo cual representa una disminución de 39 MBD (1,4%) con respecto a la producción del promedio de 2.785 MBD mantenida durante el año 2014.

Producción de LGN

La producción promedio del año 2015 de LGN fue de 117 MBD, lo que representa una disminución de 3 MBD (2,6%) de la producción promedio del año 2014, que fue de 114 MBD.

Ventas de Petróleo, sus Productos y Otros

Exportaciones y ventas en el exterior

Durante el año 2015, las exportaciones de crudo y productos fueron de 54.716 millones de dólares, reflejando una disminución de 44.029 millones de dólares (45%) en relación con el año 2014, que fueron 98.745 millones de dólares, debido principalmente a una disminución del precio promedio de la cesta de exportación venezolana de 43,77 US\$/BI (50%), al ubicarse en 44,65 US\$/BI en 2015, con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2014 de 88,42 US\$/BI.

Ventas Mercado Local

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela disminuyeron en 2.255 millones de dólares (84%), pasando de 2.690 millones de dólares en diciembre de 2014 a 435 millones de dólares en diciembre de 2015, esto principalmente debido al Plan Lucha Contra el Contrabando de Extracción de Combustible que adelanta el Ejecutivo Nacional y la incorporación del gas en sustitución del combustible líquido en las plantas termoeléctricas, adicionalmente, por la modificación del tipo de cambio durante el año (véase más adelante la sección ingresos financieros).

Ingresos por Alimentos, servicios y otros

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros aumentaron en 71 millones de dólares (61%) pasando de 117 millones de dólares en diciembre 2014 a 188 millones de dólares en diciembre 2015, principalmente asociado al segmento de servicios prestados al sector petrolero.

Ingresos Financieros

Los ingresos financieros presentaron una disminución de 3.513 millones de dólares (17%), pasando de 20.343 millones de dólares en el año 2014 a 16.830 millones de dólares en el año 2015.

En los años 2014 y 2015, PDVSA realizó operaciones de venta de divisas al Banco Central de Venezuela (BCV) mediante diversos Convenios Cambiarios. En función de estas operaciones, tanto en 2014 como en 2015, PDVSA modificó su tipo de cambio para la elaboración de sus estados financieros consolidados, y como resultado de lo anterior, reconoció dentro de sus ingresos financieros una ganancia en cambio por 17.656 MMUS\$ en 2014 y por 15.039 MMUS\$ en 2015, debido a que en las fechas de modificación de los tipos de cambio establecidos en dichos Convenios presentaba una posición monetaria neta pasiva en Bolívares.

Costos y Gastos

Compras de Crudo y Productos, netas de variación de inventarios

Las compras de petróleo crudo y sus productos presentaron una disminución de 14.301 millones de dólares (38%), pasando de 37.266 millones de dólares en el año 2014 a 22.965 millones de dólares en el año 2015, principalmente por el efecto de la disminución por la caída de los precios promedios de las compras en 56 US\$/BI (54%), al pasar de 104 US\$/BI en 2014 a 48 US\$/BI en 2015, compensado con el efecto de un mayor volumen de compras para cubrir las paradas de plantas no programadas en el Sistema de Refinación Nacional.

Gastos de Operación, Ventas, Administración y Generales

Estos gastos para el año 2015 alcanzaron un saldo de 16.828 millones de dólares, mientras que para el año 2014 se ubicaron en 27.400 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 10.572 millones de dólares (39%). Esto debido principalmente a la disminución originada por la variación en el tipo de cambio durante el año, lo cual se compensó parcialmente con el incremento originado por un mayor saldo de las obligaciones con los empleados por los beneficios otorgados con la firma del nuevo contrato colectivo, asimismo, por aumento del factor inflacionario sobre los servicios contratados y materiales adquiridos en Bolívares.

Gastos de Exploración

Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, los gastos de exploración, conformados principalmente por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 50 millones de dólares y 76 millones de dólares, respectivamente, experimentando una disminución de 26 millones de dólares (34%) con respecto al período anterior. Esto debido principalmente a la disminución originada por la variación en el tipo de cambio durante el año, lo cual se compensó parcialmente con el incremento originado en las obligaciones con los empleados por los beneficios otorgados con la firma del nuevo contrato colectivo.

Aportes y contribuciones para el Desarrollo Social

Durante el año 2015 estos aportes y contribuciones alcanzaron 9.189 millones de dólares, reflejando un aumento de 3.868 millones de dólares (73%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2014 donde fueron 5.321 millones de dólares. Este resultado se debe principalmente a los aportes extraordinarios al FONDEN y desembolsos que se realizaron a través del Fondo Independencia.

Nota: para más información ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2015.

Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta disminuyó en 8.823 millones de dólares (173%) durante el año 2015, en comparación con el año 2014, debido principalmente a la disminución del gasto de impuesto corriente en 6.543 millones de dólares y aumento del beneficio de impuesto diferido en 2.280 millones de dólares.

Resultado de operaciones discontinuadas, neta de impuesto

Durante 2015, como parte de un plan de revisión de procesos y estructuras, en el cual PDVSA está orientada a concentrar esfuerzos principalmente sobre sus filiales petroleras, la Asamblea de Accionista aprobó la segregación de gran parte de las filiales no petroleras y su transferencia al Accionista, a su valor en libros, la cual se llevará a cabo en un plazo no mayor a un año. Las filiales segregadas corresponden a PDVSA América, S.A.; PDVSA Industrial, S.A.; PDVSA Naval, S.A.; PDVSA Salud, S.A.; PDVSA Agrícola, S.A.; PDVSA Gas Comunal, S.A.; PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A. y Empresa Nacional de Transporte, S.A.

En los estados financieros consolidados de PDVSA se presentan los saldos correspondientes a estas operaciones discontinuadas,

lo que incluye su resultado, activos y pasivos, de forma separada a las operaciones continuas del negocio. Los estados consolidados de resultados integrales de los años 2014 y 2013, fueron reestructurados de acuerdo a esta presentación.

Resultado actuarial por beneficios a empleados, neta de impuesto

Durante el año 2015, PDVSA reconoció una pérdida actuarial por beneficios a empleados de 4.998 MMUS\$, principalmente originada por la diferencia entre el valor estimado al inicio del año y el valor al final del mismo, de las premisas utilizadas para determinar el pasivo por Beneficios a Empleados y Otros Beneficios Post-Retiro (Incremento en salarios, pensiones y otros beneficios laborales, tasa de inflación, entre otras premisas).

Activo

Al 31 de diciembre de 2015, los activos totales alcanzaron un saldo de 201.943 millones de dólares, lo que representa una disminución de 24.817 millones de dólares (11%) con respecto al 31 de diciembre de 2014, fecha en que se ubicaban en 226.760 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

Propiedades, Plantas y Equipos, neto

Las Propiedades, Plantas y Equipos disminuyeron en 14.215 millones de dólares (10%), pasando de 141.248 millones de dólares en 2014 a 127.033 millones de dólares en 2015, originado principalmente por la clasificación de forma separada de 9.307 millones de dólares, como activos mantenidos para su disposición, correspondientes a las filiales del sector no petrolero que fueron segregadas (véase la sección anterior "Ganancia (pérdida) en operaciones discontinuadas, neta de impuesto"). Asimismo, debido a la disminución originada por la variación del tipo de cambio en estas filiales.

Adicionalmente, existió una disminución por el reconocimiento de deterioro del valor de los activos por 2.649 millones de dólares, relacionado principalmente con CVP y sus empresas mixtas.

Los efectos anteriores se vieron compensados parcialmente con las inversiones en adquisición de propiedades plantas y equipos realizadas durante el año, por 18.106 millones de dólares.

Documentos y cuentas por cobrar

Los documentos y cuentas por cobrar disminuyeron en 6.151 millones de dólares (25%), en comparación al año 2014, alcanzando un total de 18.206 millones de dólares al 31 de diciembre de 2015, originado principalmente por la caída durante el año del precio promedio de exportación en 43,77 US\$/Bl (49,50%), y por la variación del tipo de cambio durante el año 2015. Adicionalmente, se origina una disminución por la clasificación de forma separada como activos mantenidos para su disposición.

Otros activos corrientes y no corrientes

Impuesto diferido activo

El impuesto sobre la renta diferido activo disminuyó en 5.868 millones de dólares (30%), en comparación al año 2014, alcanzando un total de 13.483 millones de dólares al 31 de diciembre de 2015, originado principalmente por el no reconocimiento del ISLR diferido de la provisión por jubilación en PDVSA Casa Matriz y PDVSA Petróleo, aunado a la realización del ISLR Diferido en la diferencia de base contable y base fiscal en CVP.

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 2015 presenta una disminución de 2.413 millones de dólares (37%) en comparación con el año 2014, ubicándose en un total de 490 millones de dólares en 2015, debido principalmente a la modificación del tipo de cambio durante el año 2015.

Cuentas por cobrar y otros activos

Las cuentas por cobrar largo plazo disminuyeron en 3.275 millones de dólares (34%), en comparación con el año 2014, alcanzando un total 6.398 millones de dólares al 31 de diciembre de 2015, originado principalmente por la disminución de las cuentas por cobrar por Convenios de Cooperación Energética, por la venta al BCV de pagarés principalmente mantenidos con Nicaragua y República Dominicana.

Gastos pagados por anticipado y otros activos

Los gastos pagados por anticipado y otros activos disminuyeron en 894 millones de dólares (11%), en comparación con el año 2014, alcanzando un total de 7.083 millones de dólares, principalmente por la variación del tipo de cambio durante el año y por la presentación de forma separada de los activos correspondientes a las operaciones discontinuadas.

Inventarios

Los inventarios disminuyeron en 2.088 millones de dólares (18%), respecto al año 2014, alcanzando un monto de 9.676 millones de dólares en 2015, principalmente en el rubro de petróleo crudo y sus productos por parte de las filiales PDVSA Petróleo, CVP y CITGO.

Activos mantenidos para su disposición y sus pasivos asociados

(véase la sección “**Resultado en operaciones discontinuadas, neta de impuesto**”, página 142.)

Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2015, el patrimonio presentó un saldo de 90.879 millones de dólares, mostrando un aumento de 1.122 millones de dólares (1%) con respecto al 31 de diciembre de 2014, que presentó un saldo de 89.757 millones de dólares. Este aumento se produjo principalmente por la ganancia integral obtenida en el período.

Pasivo

Al 31 de diciembre de 2015, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 111.064 millones de dólares, lo que representa una disminución de 25.939 millones de dólares (19%) con respecto al 31 de diciembre de 2014, fecha en que se ubicaban en 137.003 millones de dólares. Las variaciones más significativas se originan en el sector nacional, debido fundamentalmente a los siguientes rubros:

Deuda Financiera

La deuda financiera refleja una disminución de 2.020 millones de dólares (4%) al 31 de diciembre de 2015 en comparación con el año 2014, alcanzando un total de 43.716 millones de dólares en 2015, originado principalmente por las siguientes operaciones:

La Casa Matriz realizó pagos de la primera amortización de capital del Bono PDVSA 2017 8,5% 2.050 MMUS\$, adicionalmente, el pago del Petrobono 2015 por 1.413 MMUS\$. De igual forma, se origina una disminución por la variación del tipo de cambio durante el año. Adicionalmente, CITGO realizó una emisión del Bono 2020 por 1.406 MMUS\$ y la firma de Facilidad de Crédito por 1.205 MMUS\$, este incremento se fue compensado parcialmente con el pago de Facilidad de Crédito por 692 MMUS\$.

Acumulaciones y Otros Pasivos

Las acumulaciones y otros pasivos disminuyeron en 6.822 millones de dólares (21%), en comparación al año 2014, alcanzando un total de 25.091 millones de dólares al 31 de diciembre de 2015, debido principalmente a la variación de tipo de cambio durante el año 2015 y por la desincorporación de los activos correspondientes a las operaciones discontinuadas.

Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios post-empleo

Al 31 de diciembre de 2015 se presentó una disminución en los beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo por 6.569 millones de dólares (44%) con relación a diciembre 2014. La disminución es originada principalmente por el efecto de la variación del tipo de cambio durante el año 2015.

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

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

Flujo de Caja

Liquidez y Fuentes de Capital

La fuente primaria de liquidez son los flujos de caja de las operaciones. Adicionalmente, los préstamos a corto y largo plazo

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

Flujo de Caja Provisto por las Actividades Operacionales

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2015, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 15.183 millones de dólares, debido fundamentalmente a una ganancia neta de 7.345 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 7.838 millones de dólares.

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2015, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 17.355 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 2015, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 467 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 8.123 millones de dólares, y disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada por 8.088 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 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 2014 y 2013, para conformar su presentación con la clasificación usada en el año 2015.

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 2015, 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, a fin de determinar sus posibles impactos en los estados financieros consolidados:

- NIF 9 Instrumentos Financieros (2014)

La NIF 9 (2014) reemplaza las guías de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición. La NIF 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 NIF 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.

- NIF 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.

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

La NIF 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 CINIF 13 Programas de Fidelización de Clientes.

La NIF 15 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.

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

Esta modificación a la NIF 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 NIF 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 deben calcular la depreciación o amortización de la propiedades, planta y equipo 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

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

PDVSA Gas	PDVSA Gas, S.A.
PDVSA Gas Comunal	PDVSA Gas Comunal, S.A.
PDVSA Industrial	PDVSA Industrial, S.A.
PDVSA Ingeniería y Construcción	PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.
PDVSA Naval	PDVSA Naval, S.A.
PDVSA Petróleo	PDVSA Petróleo, S.A.
PDVSA Servicios	PDVSA Servicios, S.A.
PDVSA Uruguay	PDVSA Uruguay, S.A.
PDVSA VI	PDVSA Virgin Island, Inc.
Petrocedeño	Petrocedeño, S.A.
Petrolera Bielovenzolana	Petrolera Bielovenzolana, S.A.
Petrolera Güiría	Petrolera Güiría, S.A.
Petrolera Indovenzolana	Petrolera Indovenzolana, S.A.
Petrolera Paría	Petrolera Paría, 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	Sincrudos 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 bolívares fuertes
MBPCE	Miles de barriles de petróleo equivalentes
MMBpce	Millones de barriles de petróleo equivalentes
MBpced	Miles de barriles equivalentes de petróleo diarios
MMBpced	Millones de barriles equivalentes de petróleo diarios
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/Bls	Millones de pies cúbicos por barriles
MBtu	Miles de unidades térmicas británicas
MBHP	Mil Break HorsePower
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
m	Metros
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





INFORME DE **GESTIÓN ANUAL 2015**



Gobierno
Bolivariano
de Venezuela

Ministerio del Poder Popular
de **Petróleo**

