

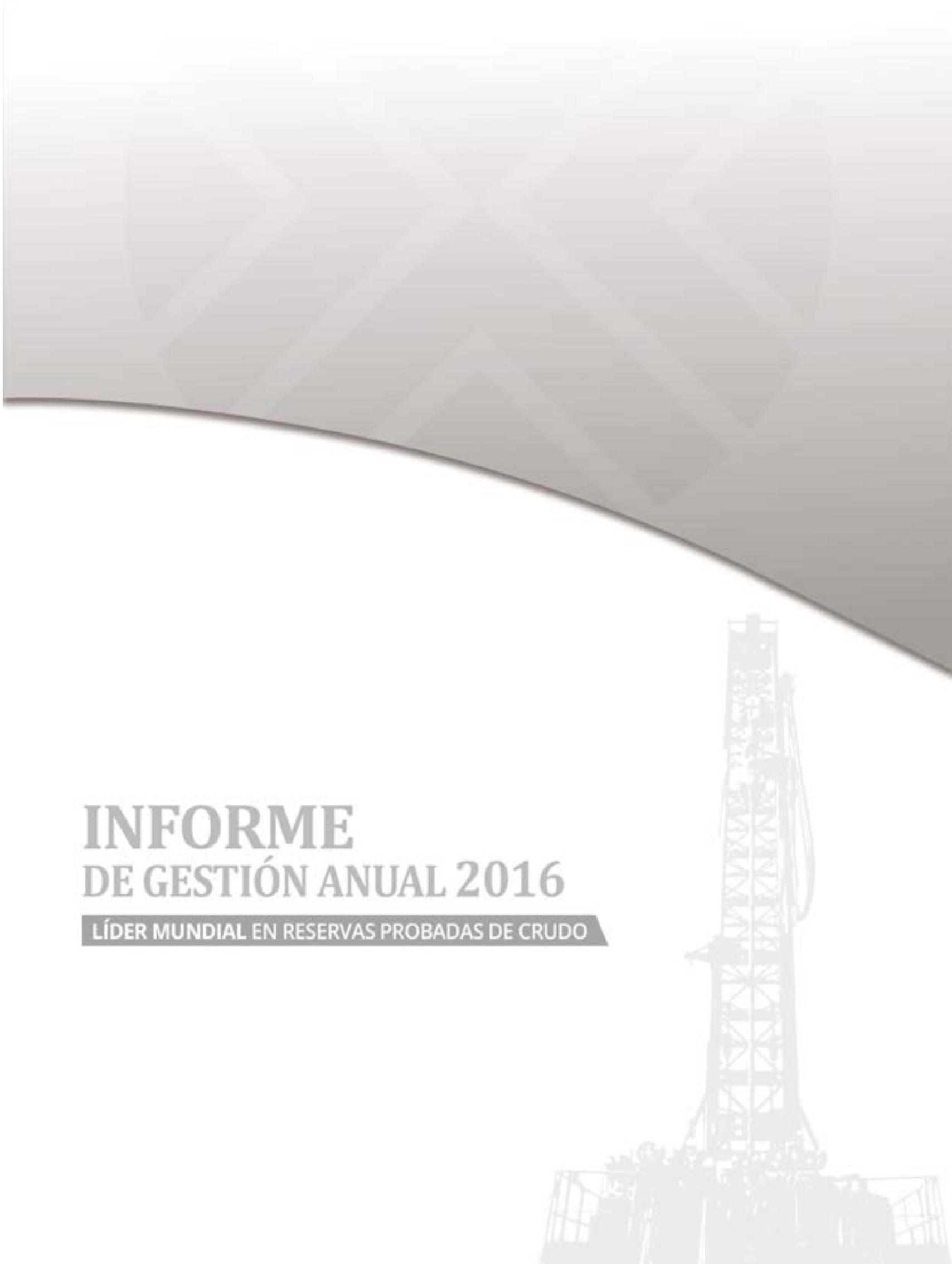


INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2016

LÍDER MUNDIAL EN RESERVAS PROBADAS DE CRUDO







INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2016

LÍDER MUNDIAL EN RESERVAS PROBADAS DE CRUDO

• MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA	10
<hr/>	
• VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO	
• HISTORIA Y DESARROLLO	16
• FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA	17
• DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	19
• ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	21
• GOBIERNO CORPORATIVO	25
ASAMBLEA DE ACCIONISTAS	25
JUNTA DIRECTIVA	25
COMITÉ EJECUTIVO	25
• RECURSOS HUMANOS	28
<hr/>	
• PLAN ESTRATÉGICO	
• PLAN ESTRATÉGICO SOCIALISTA (PES) 2016 - 2025	31
• PRINCIPALES ACTIVIDADES	
• EXPLORACIÓN	36
• RESERVAS	39
• PRODUCCIÓN	45
• EMPRESAS MIXTAS	52
• GAS	58
PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL Y LGN	60
COMPRESIÓN DE GAS	61
TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	62
• GAS DOMÉSTICO Y COMERCIAL	64
• REFINACIÓN	67
CAPACIDAD DE REFINACIÓN	68
REFINACIÓN NACIONAL	69
REFINACIÓN INTERNACIONAL	69
• COMERCIO Y SUMINISTRO	73
EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS	74
MERCADO NACIONAL	77
• TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS	81
SUMINISTRO Y LOGÍSTICA	82
PDV MARINA	82
PDVSA NAVAL	83
EMPRESA NACIONAL DE TRANSPORTE (ENT)	85
• INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	87
• DESARROLLO SOCIAL	90

• CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA	
• PETROAMÉRICA	94
• PETROCARIBE	97
• ACUERDOS DE SUMINISTRO	98
• NUEVOS NEGOCIOS	
• PDVSA SERVICIOS PETROLEROS	102
• PDVSA AGRÍCOLA	104
• PDVSA INDUSTRIAL	104
• PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN	105
• PDVSA DESARROLLOS URBANOS	105
• COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS	
• COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS 2016	108
• ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO	
• RESUMEN EJECUTIVO	112
• APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN	114
• RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS	116
RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA	118
PRODUCCIÓN	125
VENTAS DE PETRÓLEO CRUDO, SUS PRODUCTOS Y OTROS	125
COSTOS Y GASTOS	125
ACTIVO	126
PATRIMONIO	127
PASIVO	127
FLUJO DE CAJA	128
PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS	128
NUEVOS PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES AÚN NO ADOPTADOS	128
• GLOSARIO DE TÉRMINOS	130
• NOMENCLATURA	132



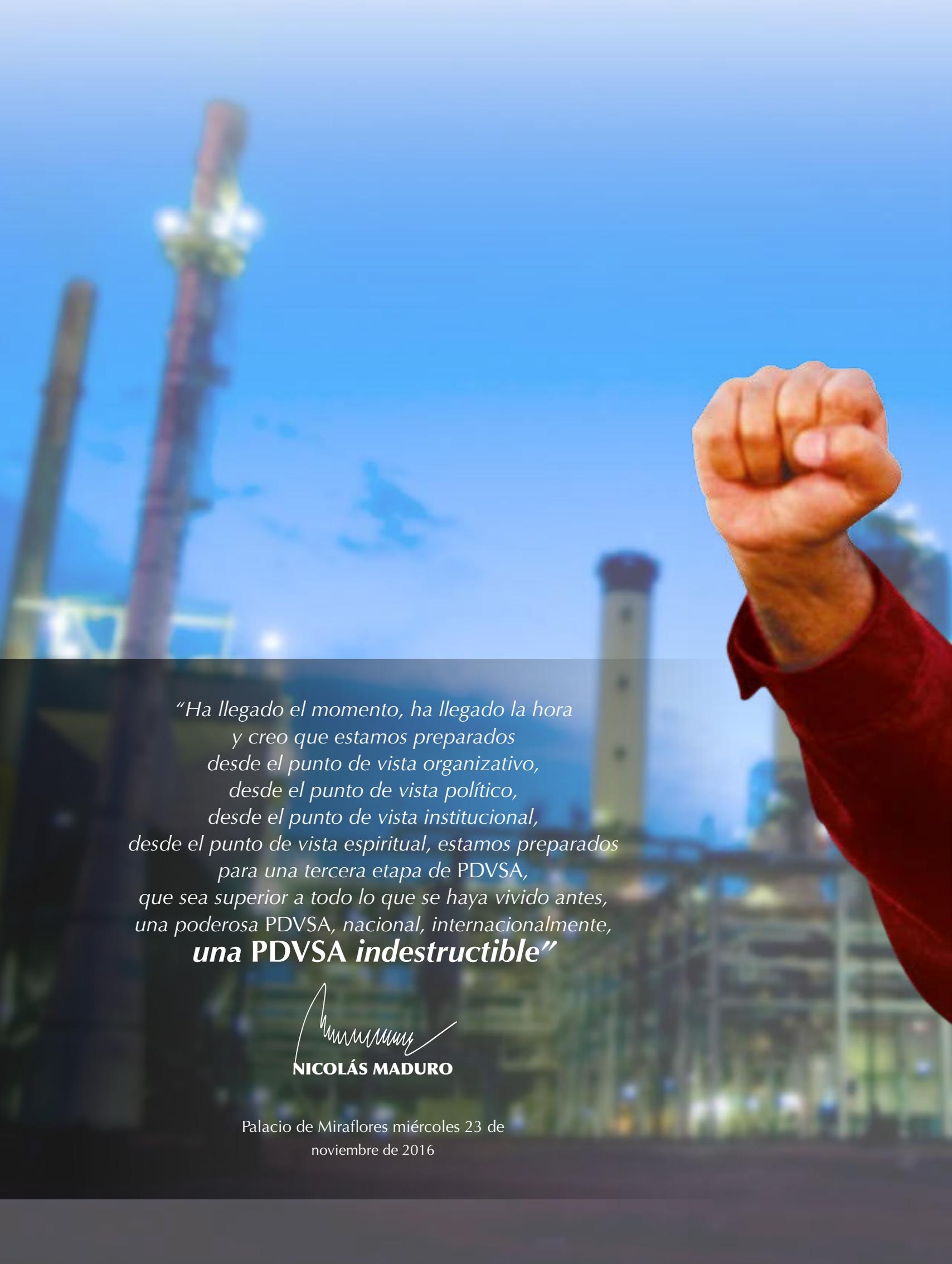
*“...venezolanos y venezolanas, aquí estamos en la Faja del Orinoco,
es importante que sepamos todos lo siguiente:
esta es la riqueza petrolera más grande que hay en el mundo,
son 55 mil kilómetros cuadrados, tomen nota, 55 mil kilómetros cuadrados,
una inmensa faja bajo cuya superficie hay un mar de petróleo,
una reserva, un petróleo original en sitio de más de un millón de millones de barriles,
oigan bien: **más de un millón de millones de barriles;**
y unas reservas de cerca de 300 mil millones de barriles de petróleo,
¡petróleo!”*



HUGO CHÁVEZ

Aló Presidente 304, transmitido desde el Centro Operativo
Petromonagas, estado Anzoátegui.

17 febrero de 2008.



*“Ha llegado el momento, ha llegado la hora
y creo que estamos preparados
desde el punto de vista organizativo,
desde el punto de vista político,
desde el punto de vista institucional,
desde el punto de vista espiritual, estamos preparados
para una tercera etapa de PDVSA,
que sea superior a todo lo que se haya vivido antes,
una poderosa PDVSA, nacional, internacionalmente,
una PDVSA indestructible”*


NICOLÁS MADURO

Palacio de Miraflores miércoles 23 de
noviembre de 2016



MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA



DEFENDER LA SOBERANÍA POR ENCIMA DE TODO

El Plan de la Patria, el legado político más importante que nos haya dejado nuestro visionario Comandante Eterno, Hugo Chávez Frías, entre otros elementos, sienta las bases para la construcción de la sociedad socialista y la restitución del poder al pueblo. De hecho, en el Objetivo Histórico N° 1 nos recuerda el deber de “Defender, expandir y consolidar el bien máspreciado que hemos reconquistado después de 200 años: la independencia nacional”.

Además de la Constitución Nacional, el conjunto de objetivos nacionales y estratégicos contenidos en la Ley del Plan de la Patria, nos permiten comprender la importancia de la soberanía nacional; esa por la que lucharon y dieron su vida nuestros libertadores. En ese contexto, la defensa de la soberanía constituye el mayor reto que nos obliga, como pueblo, a mantener por encima de todo.

Las venezolanas y los venezolanos somos dueños de la mayor reserva petrolera del planeta, así como de valiosos recursos minerales que son codiciados por potencias acostumbradas a saquear riquezas y conciencias. En la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez se concentra la mayor parte de esa riqueza, que dejó de ser privilegio exclusivo de unos pocos. Con la Revolución Bolivariana, la renta petrolera es el principal recurso empleado como inversión social para el mejoramiento de la calidad de vida de los sectores tradicionalmente marginados en nuestra sociedad. La política de defensa de la soberanía nacional de la República Bolivariana de Venezuela en materia de hidrocarburos, fue bautizada por nuestro Comandante Supremo, Hugo Chávez, como Plena Soberanía Petrolera, con una visión nacional, popular y revolucionaria.

En tal sentido, durante el año 2016, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), cumpliendo con la defensa de la soberanía, asumió el importante compromiso de promover la estabilización del mercado petrolero, para superar la etapa de precios bajos más prolongada de nuestra historia. A través del acuerdo histórico de cooperación alcanzado en la 171ª Conferencia Ministerial de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), realizada el 30 de noviembre de 2016, en Viena, Austria, se reduce la cuota de producción de sus países miembros en 1,8 millones de barriles diarios (MMBD), cerca de 2% de la producción petrolera mundial; para su ejecución a partir del 1º de enero de 2017. La cuota de reducción correspondiente a Venezuela es de 95 mil barriles diarios.

En el marco de la Revolución Bolivariana iniciada por el Comandante Eterno Hugo Chávez Frías, y continuada ahora por el presidente obrero, Nicolás Maduro, en 2017 se cumple el 10º Aniversario del acto de Soberanía Petrolera más importante llevado a cabo por el Gobierno Revolucionario: la nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco, bautizada Hugo Chávez, en honor al más grande luchador por la soberanía de nuestro país. El mejor homenaje que puede rendirle el pueblo a la ejemplar figura de Hugo Chávez Frías es, precisamente, la defensa irrestricta de nuestra soberanía.

PDVSA AVANZA EN REVOLUCIÓN

Durante el año 2016, PDVSA mantuvo un promedio de producción de 2.571 miles de barriles diarios; hecho que se enmarca, como ya hemos dicho, en la política de defensa del precio del barril en los mercados internacionales, totalizando sus exportaciones en 2.189 miles de barriles diarios. PDVSA se mantiene como la quinta empresa petrolera más importante del planeta, según las publicaciones especializadas en la materia. Durante el año 2016, el precio de la Cesta Venezuela se ubicó en 35,15 US\$/BI, 9,5 US\$/BI por debajo del promedio del año 2015, cuando cerró en 44,65 US\$/BI; esto representó una caída de 21% del precio promedio alcanzado en el año 2015. A pesar de un incremento de la demanda, en 1,25 millones de barriles diarios con respecto al año 2015, de acuerdo con cifras de la OPEP, el año 2016 se caracterizó por un exceso de suministro de crudo global, que trajo como consecuencia el crecimiento de los inventarios de crudo a sus máximos históricos.

En este contexto, PDVSA obtuvo ingresos totales de 47.696 millones de dólares, de los cuales 41.977 millones de dólares corresponden a exportaciones y ventas netas en el exterior. Sus activos cerraron en 189.663 millones de dólares y su patrimonio en 87.100 millones de dólares. La ganancia integral registrada para este ejercicio fue de 1.592 millones de dólares.

Cumpliendo con la política de Plena Soberanía Petrolera, los aportes fiscales pagados a la nación en 2016, estuvieron en el orden de 233 mil millones de bolívares; al FONDEN se dirigieron 659 millones de dólares y los recursos transferidos efectivamente para el desarrollo social, estuvieron en el orden de 318 millones de dólares.

MOTOR HIDROCARBUROS

En el marco de la Agenda Económica Bolivariana, a través del Motor Hidrocarburos, PDVSA firmó durante el 2016 una amplia gama de acuerdos de cooperación estratégicos, para potenciar el desarrollo energético de la nación, que demuestran la solidez financiera y la confianza que tienen los socios internacionales en PDVSA. La cifra supera los 30 mil millones de dólares y muestra la solidez financiera de la principal industria del país.

- Acuerdos de cooperación con la empresa rusa Rosneft, que potenciarán la producción petrolera del país. Involucra inversiones de 20 mil millones de dólares, en cinco empresas mixtas que actualmente producen 170 mil barriles diarios de crudo, equivalentes a nueve millones de toneladas al año, con el potencial de subir a un millón de barriles diarios.

- Acuerdo con la Corporación Nacional China de Petróleo (CNPC, por sus siglas en inglés), para desarrollar la refinería de Jie Yang, en China, que tendrá 40% de participación nacional accionaria, mientras que la corporación del país asiático suscribirá 60%. El centro refinador procesará 400 MBD, utilizará primordialmente crudo venezolano y será de conversión profunda de alta complejidad.

- Convenio con CNPC para incrementar la producción de la empresa mixta Petrozumano en 15 MBD. El proyecto contempla la reactivación y rehabilitación de pozos e infraestructura con una inversión de 225 millones de dólares.

- Alianza con la República Popular China para ejecutar el Proyecto Piloto de Inyección Alterna de Vapor en la empresa mixta Petrolera Sinovensa. Se tiene previsto incrementar la producción de 160 MBD a 230 MBD de crudo extrapesado. Este incremento está asociado a la expansión de la capacidad de almacenamiento, transporte y procesamiento de crudo, en Morichal y en su planta de mezcla en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui.

- Acuerdo con CNPC para elevar la producción de las empresas mixtas Petrourica en 30 MBD y Petrozumano a 15 MBD. Se estima una inversión superior a 725 millones de dólares.

- Acuerdo con CNPC que contempla la rehabilitación de 500 pozos de crudo liviano (31° API), con un potencial de producción asociado de 42 mil 800 barriles diarios. El acuerdo prevé el mantenimiento y la recuperación de la infraestructura productiva.
- Acuerdo con la República de Trinidad y Tobago para implementar y ejecutar el Proyecto de Suministro de Gas Natural, desde la República Bolivariana de Venezuela, a través de una interconexión de gas desde el Campo Dragón, ubicado en el noreste del país. Esta alianza implicará la construcción de uno o más gasoductos.
- Alianza con India para un financiamiento de 1.448 millones de dólares, a fin de incrementar la producción de las empresas mixtas Petrolera Indovenezolana y Petrodelta.
- Acuerdo de financiamiento a la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. por parte de la española Repsol. Contempla la inversión de 1.200 millones de dólares para incrementar la producción a 60 MBD.

PAÍS POTENCIA EN GAS Y CRUDO EXTRAPESADO

Diversos proyectos de envergadura convertirán a nuestra Patria en una potencia exportadora de gas en latinoamérica. Tal es el caso del Proyecto Mariscal Sucre, el cual abarca cuatro enormes campos ubicados en el norte de la Península de Paria: Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe. Con respecto a la producción de crudo, la estatal desarrollará un megaproyecto de perforación de 480 pozos en el reservorio de crudo más grande del planeta, la FPO Hugo Chávez.

Otro proyecto bandera de la industria petrolera venezolana es la Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz, el cual industrializará a partir del año 2019 el crudo extrapesado de la Faja, mediante la implantación comercial de la tecnología venezolana HDHPLUS®, desarrollada por PDVSA Intevep. Con participación de empresas de Corea del Sur, la República Popular China y Japón, esta es la obra más grande que se ejecuta en nuestro continente en el negocio de refinación de crudos.

PLAN ESTRATÉGICO SOCIALISTA (PES) DE PDVSA 2016-2026

La defensa de nuestra soberanía también recae de manera determinante en la fuerza laboral petrolera. La mejor manera de defender la industria petrolera es con la participación de sus trabajadoras y trabajadores. Por primera vez, una empresa petrolera presenta su Plan de Negocio partiendo de las propuestas de sus trabajadores. Con participación activa, protagónica y alta capacidad técnica, la fuerza laboral de PDVSA promueve la ejecución de Injertos Socialistas que

sustituirán las importaciones y desarrollarán los diferentes procesos de la empresa.

Para ello, la clase trabajadora de PDVSA entregó al Presidente de la República, Nicolás Maduro, el Plan Estratégico Socialista (PES) de PDVSA 2016-2026, el cual establece como objetivo estratégico:

“Transformar a PDVSA, filiales y negocios no petroleros, con la gestión directa y democrática de la clase trabajadora consciente de su rol protagónico y participativo en el proceso social de trabajo, en una corporación socialista eficiente y transparente, que genere los recursos necesarios en armonía con el ambiente, para que la República Bolivariana de Venezuela trascienda de ser un país exportador de materia prima, hacia un país potencia, industrializado, con una sólida estrategia de seguridad energética y soberanía tecnológica, donde el desarrollo territorial y la Suprema Suma de felicidad del Pueblo Venezolano sean la meta”.

En 2017 la fuerza laboral petrolera seguirá realizando un enorme esfuerzo para superar las dificultades derivadas de la guerra económica, en lealtad absoluta al legado del Comandante Supremo Hugo Chávez, con una visión nacional, popular y revolucionaria para continuar avanzando en la consecución del brillante porvenir de nuestra empresa y la máxima felicidad posible del pueblo venezolano.



EULOGIO DEL PINO

PRESIDENTE DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.







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.

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999, el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2 de noviembre de 2001, configuraron un nuevo marco jurídico que revirtió el proceso de privatización gradual a la cual se le expuso en los años noventa y permitió retomar el control de sus recursos energéticos para beneficiar al pueblo venezolano.

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.

PDVSA 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 es: +58-212-7084111. Su sitio en internet es: www.pdvsa.com.



FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA

La siguiente tabla muestra ciertos datos financieros y operacionales de la industria, al 31 de diciembre de 2016:

TABLA • RESUMEN OPERATIVO 2016

RESERVAS		
Gas húmedo	2	MMBls
Condensado	2.497	MMBls
Liviano	10.743	MMBls
Mediano	9.538	MMBls
Pesado	18.217	MMBls
Extrapesado	261.253	MMBls
Reservas probadas de crudo	302.250	MMBls
Reservas probadas de gas	202.698	MMMPC
EXPLORACIÓN		
Adquisición sísmica 3D	583	Km ²
Adquisición sísmica 2D	3	Km
PRODUCCIÓN		
Condensado	88	MBD
Liviano	313	MBD
Mediano	573	MBD
Pesado + extrapesado	1.492	MBD
Total producción crudo	2.466	MBD
Líquidos del gas natural (LGN)	105	MBD
Total producción crudo + LGN	2.571	MBD
Producción de gas natural bruta	7.926	MMPCD
REFINACIÓN		
Capacidad de refinación en Venezuela	1.303	MBD
Capacidad de refinación en el exterior	1.188	MBD
Capacidad de refinación PDVSA	2.491	MBD
Productos obtenidos en Venezuela	810	MBD
Productos obtenidos en el exterior	1.027	MBD
Total transferencias	-37	MBD
Productos obtenidos de PDVSA	1.800	MBD

EXPORTACIONES		
Crudo	1.818	MBD
Productos	371	MBD
Exportaciones de PDVSA	2.189	MBD
VENTAS AL MERCADO INTERNO		
Ventas de líquidos	510	MBD
Ventas de gas natural	241	MBDE
Ventas de líquidos y gas natural al mercado interno	751	MBDE
RECURSOS HUMANOS		
Fuerza laboral petrolera en Venezuela	110.648	Personas
Fuerza laboral petrolera en el exterior	4.535	Personas
Fuerza laboral no petrolera	31.043	Personas
Fuerza laboral de PDVSA	146.226	Personas
Fuerza laboral contratistas (petrolera)	22.679	Personas
INFRAESTRUCTURA Y TRANSPORTES		
Refinerías en Venezuela	6	Und
Gasoductos	12.541	Km
Poliductos para transporte de productos	1.525	Km
Oleoductos	3.055	Km
Pozos activos	18.566	Und
Taladros / año	241,9	Und
Yacimientos	4.310	Und
Campos petroleros	204	Und
Plantas compresoras de gas	151	Und
Plantas de líquidos de gas natural LGN (extracción y fraccionamiento)	11	Und
Estaciones de servicio en Venezuela	1.658	Und
Buques tanques propios	26	Und
RESUMEN FINANCIERO 2016		
Ingresos	48.002	MMUS\$
Costos y gastos	46.070	MMUS\$
Ganancia integral	1.592	MMUS\$
Total activo	189.663	MMUS\$
Total pasivo	102.563	MMUS\$
Total patrimonio	87.100	MMUS\$
Deuda financiera	41.076	MMUS\$

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

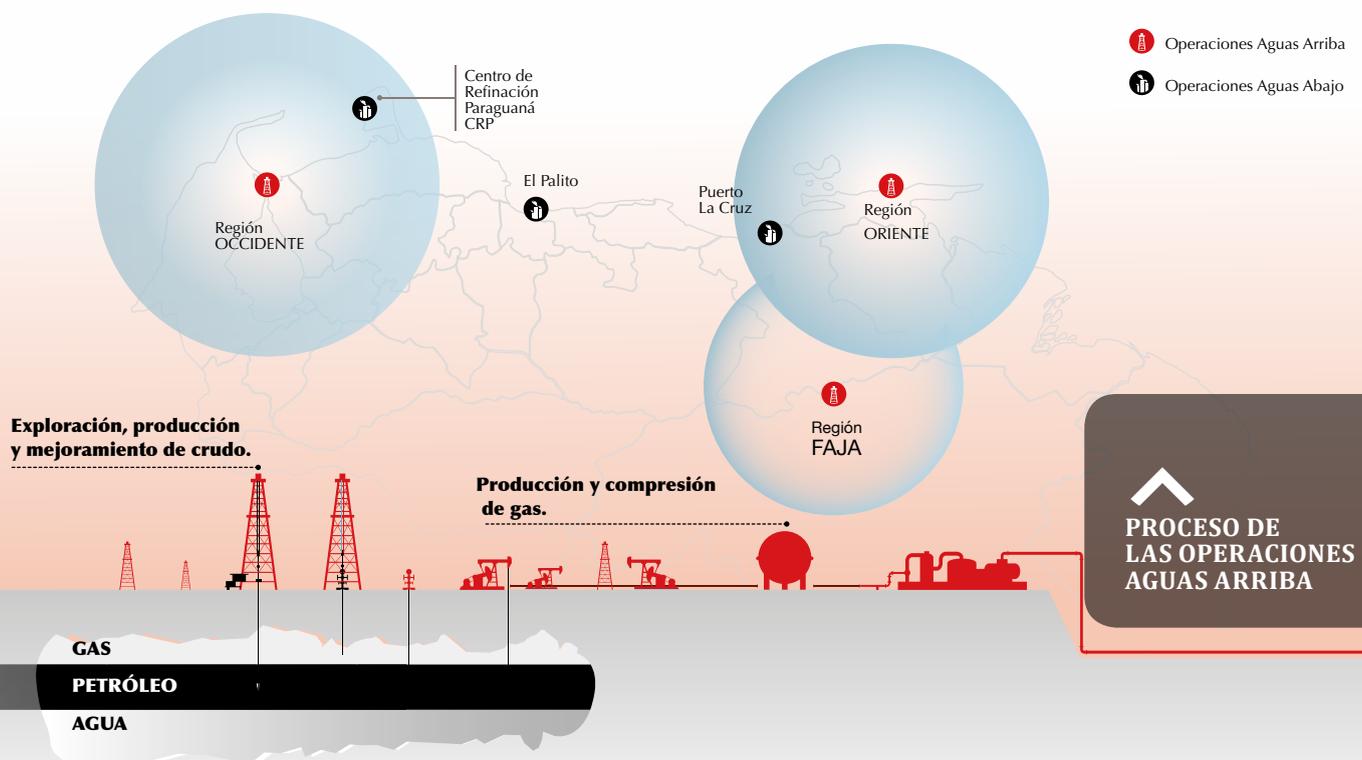
PDVSA planifica, coordina, supervisa y controla las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia, en materia de crudo y demás hidrocarburos de sus filiales, tanto en la República Bolivariana de Venezuela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

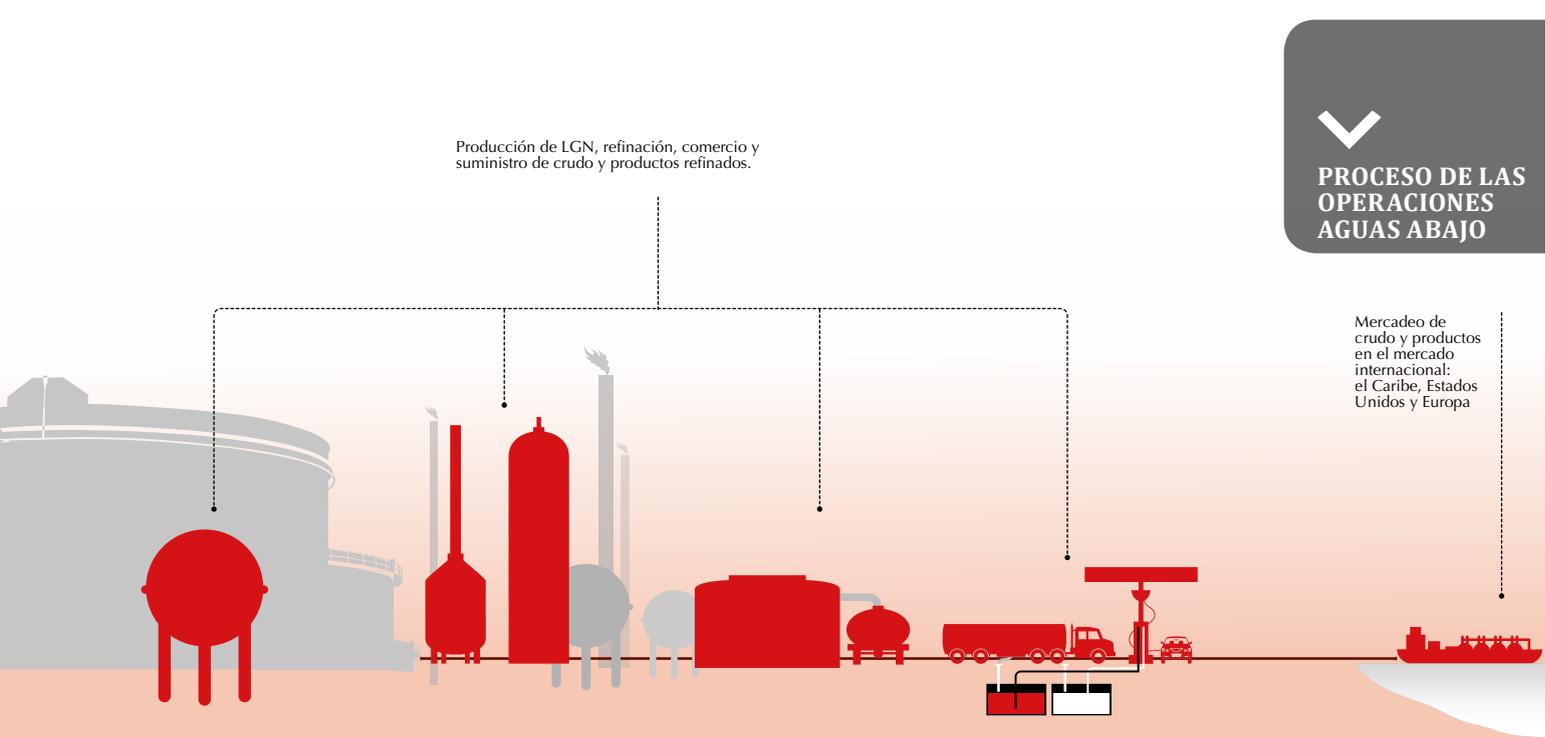
Actividades

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, 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.

GRÁFICO • 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.; estas se fusionaron 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 el 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 el 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, soberanía económica y 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 de 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.

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. Además, la estructura básica de otra de las direcciones ejecutivas de esta vicepresidencia, específicamente la de Producción Oriente, fue modificada al agregarse 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, en la cual 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; así como 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 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 sociocognitivas; 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.

En diciembre de 2015, como parte de un plan de revisión de procesos y estructuras de la Compañía, el cual está orientado a concentrar esfuerzos principalmente sobre sus filiales petroleras, la Asamblea de Accionista aprobó la desincorporación de la totalidad de las filiales no petroleras y su transferencia al Accionista, a su valor en libros.

Las filiales que se desincorporarán son: 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 la Empresa Nacional de Transporte, S.A. y las respectivas filiales de estas compañías.

En el año 2016, PDVSA creó un comité multidisciplinario con el propósito de desarrollar y ejecutar planes mediante algunas acciones operativas, legales y financieras para la desincorporación de las filiales no petroleras. Se estima completar el plan establecido por el Grupo para este proceso, en el segundo semestre de 2017. En diciembre de 2016, el Ministerio creó un organismo que está facultado para la recepción de estas filiales y la culminación de este proceso de transferencia.

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.

En el primer trimestre de 2016, fue aprobada la nueva estructura organizacional de la Dirección Ejecutiva de Auditoría Fiscal; y fue creada la filial no petrolera PDV Servicios de Salud - Hospital Coromoto. En el segundo y tercer trimestre fueron suscritas las estructuras organizativas de las siete unidades que conforman la Dirección Ejecutiva de Auditoría Fiscal.

En julio de 2016 se crea la estructura organizacional para el mantenimiento y organización de la Planta Eléctrica 100MW Batalla Santa Inés, adscrita a la Dirección Ejecutiva de Proyectos de Nuevas Refinerías, Mejoradores y Terminales (DEPNRMT). En septiembre se aprueba la actualización de la estructura de la filial petrolera PDV Marina, para asegurar la optimización de sus operaciones.

En el año 2016 PDVSA creó un comité multidisciplinario, con el propósito de desarrollar y ejecutar planes mediante algunas acciones operativas, legales y financieras para la desincorporación de las filiales no petroleras. Se estima completar el plan establecido por la Compañía para este proceso en el segundo semestre de 2017. En diciembre de 2016 el Ministerio creó un organismo que está facultado para la recepción de estas filiales y la culminación de este proceso de transferencia.

Durante el 2016, mediante publicaciones en Gaceta Oficial y resoluciones del Accionista de la Compañía, se decidió la desincorporación de ciertas filiales de PDVSA Industrial, S.A. Sin embargo, PDVSA mantuvo el control de las políticas operacionales y financieras de estas filiales. En consecuencia, al 31 de diciembre de 2016 aún se mantienen clasificadas como operaciones discontinuadas.

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,

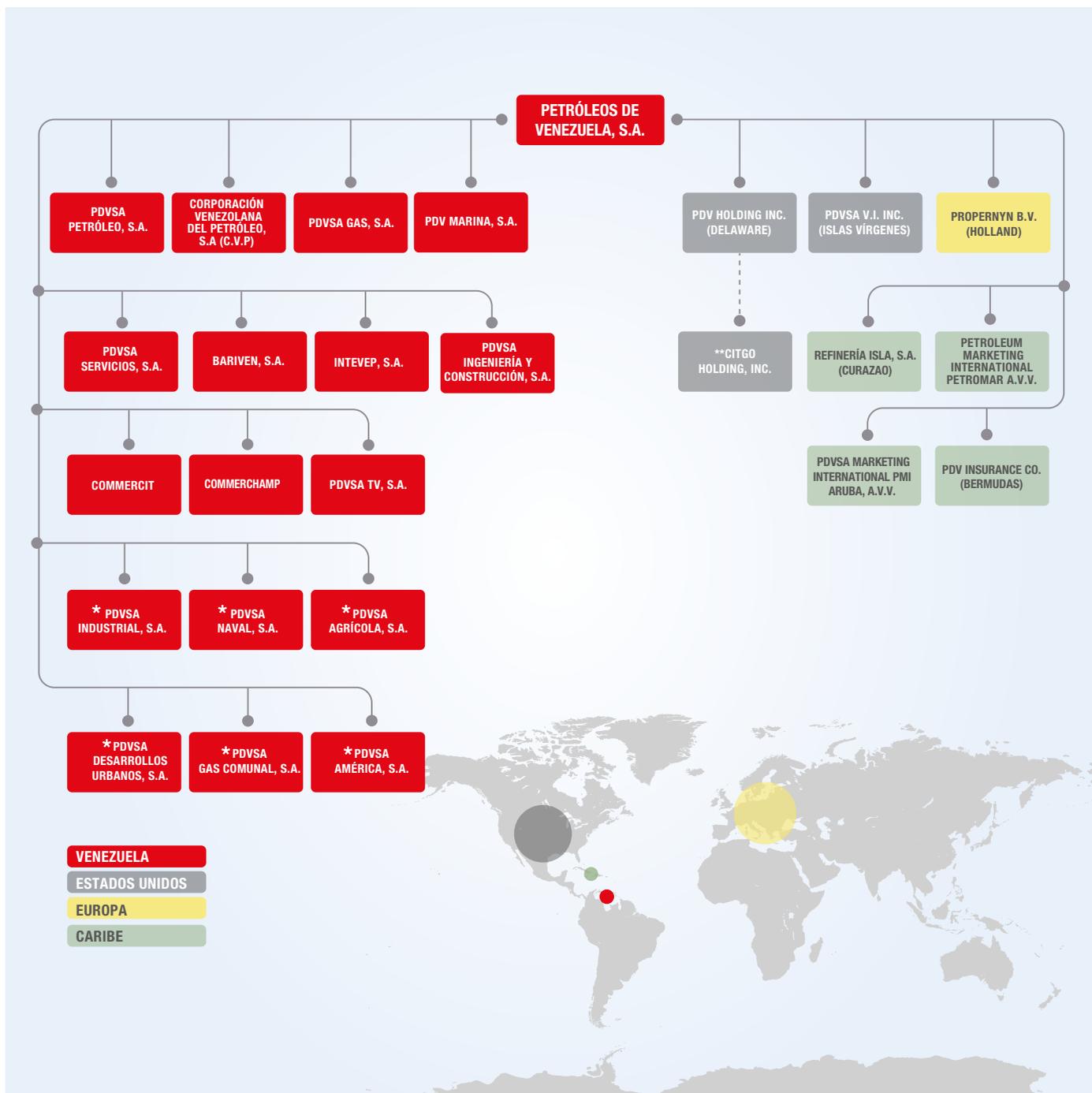
se informó que posterior al cierre de la refinería, el complejo industrial funcionará como un terminal de almacenamiento de hidrocarburos.

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, 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 en 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 en 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, ubicada en Bonaire.

ORGANIGRAMA • ESTRUCTURA DE LAS PRINCIPALES FILIALES DE PDVSA


Nota: en esta estructura se presentan las filiales de primera línea de Petróleos de Venezuela, S.A. y la filial CITGO Holding INC.

* Filiales en condiciones de operaciones discontinuadas.

** Filial de segunda línea

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.

PDVSA cuenta con una estructura de gobierno corporativo que asegura la adecuada toma de decisiones:

Asamblea de Accionistas

La Asamblea de Accionistas es el órgano soberano de la Corporación 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 Corporación, mediante disposiciones emitidas en las Asambleas Ordinarias o Extraordinarias.

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

Junta Directiva

La Junta Directiva es el órgano administrativo de la Corporación, con las más amplias atribuciones de administración y disposición, sin otras limitaciones que las que establezca la ley y los estatutos sociales de PDVSA. 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.

El 29 de enero de 2017 el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, mediante el Decreto N° 2.703, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 41.174, nombró a la actual Junta Directiva de PDVSA.

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 por la Junta Directiva, para que surtan efectos legales.

El Comité Ejecutivo está conformado por el Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A., quien lo presidirá, así como por los vicepresidentes y directores internos, en calidad de miembros y los directores externos que representan a los trabajadores en calidad de miembros.

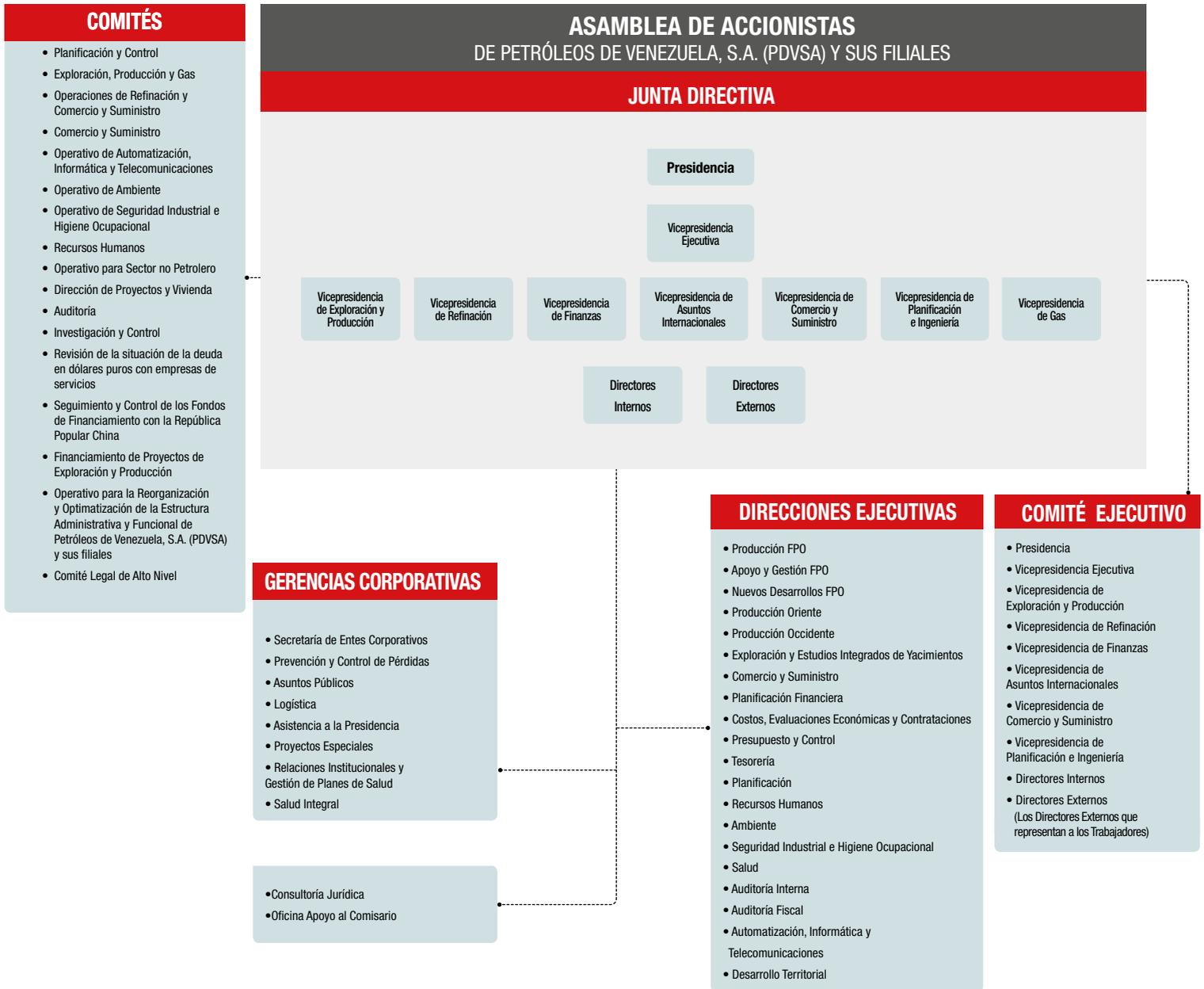
TABLA • GOBIERNO CORPORATIVO


TABLA • JUNTA DIRECTIVA

EULOGIO DEL PINO , Presidente.
MARIBEL DEL CARMEN PARRA , Vicepresidenta Ejecutiva.
NELSON FERRER , Vicepresidente de Exploración y Producción y Director Interno.
GUILLERMO BLANCO , Vicepresidente de Refinación y Director Interno.
SIMÓN ZERPA , Vicepresidente de Finanzas y Director Interno.
DELCY RODRÍGUEZ , Vicepresidenta de Asuntos Internacionales y Directora Interna.
YSMEL SERRANO , Vicepresidente de Comercio y Suministro y Director Interno.
MARIANNY GÓMEZ , Vicepresidenta de Planificación e Ingeniería y Directora Interna.
CÉSAR TRIANA , Vicepresidente de Gas y Director Interno.
YURBIS GÓMEZ , Directora Externa.
RICARDO LEÓN , Director Externo.
RODOLFO MARCO TORRES , Director Externo.
RICARDO MENÉNDEZ , Director Externo.
WILS RANGEL , Director Externo.



RECURSOS HUMANOS

El personal que labora en PDVSA se ha convertido en un ente articulador que combina la responsabilidad de aportar la experiencia técnica, la fortaleza política, la conciencia revolucionaria y el compromiso con el país. En este sentido, sus líneas y directrices de acción derivan de la Ley del Plan de la Patria 2013-2019 y de la propia industria, que mediante la implementación de su Plan Estratégico Socialista (PES) 2016-2025, (desarrollado con la participación de todo nuestro personal), definió las bases rectoras sobre las cuales se enmarca la misión de recursos humanos, fundamentada en tres conceptos: recuperar, sostener y crecer. A partir de allí, se reconoce que trabajador e industria es un factor interdependiente que potencia el sentido de pertenencia e incrementa la identidad y el compromiso recíproco en los ámbitos local, nacional e internacional.

Para asegurar el cumplimiento de estas bases rectoras, nuestro sostén principal es la gestión directa y democrática de la clase trabajadora, que abarca todo el proceso social del trabajo, con el propósito de profundizar la conciencia socialista. De este gran lineamiento se desprenden otras acciones orientadas a promover la toma de decisiones colectivas, para que se dinamicen los canales de comunicación y se faciliten las tareas de seguimiento y control.

A continuación se presenta la evolución de la fuerza laboral de PDVSA, entre los años 2012 y 2016:

TABLA • EVOLUCIÓN HISTÓRICA FUERZA LABORAL NACIONAL E INTERNACIONAL DE PDVSA AÑOS 2012 A 2016

Número de trabajadores	2016	2015	2014	2013	2012
Venezuela	110.648	114.259	116.806	113.369	106.465
Exterior	4.535	4.979	4.946	4.919	4.877
Total fuerza laboral petrolera	115.183	119.238	121.752	118.288	111.342
Fuerza laboral no petrolera	31.043	30.794	30.320	22.338	20.744
Total trabajadores de PDVSA	146.226	150.032	152.072	140.626	132.086
Fuerza laboral contratistas (petrolera)	22.679	21.284	25.698	16.168	15.603

Nota: mayor información sobre la gestión de Recursos Humanos se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA 2016.







PLAN ESTRATÉGICO

PLAN ESTRATÉGICO SOCIALISTA (PES) 2016-2025

El Plan Estratégico Socialista apunta hacia la profundización del socialismo, con la participación activa de los trabajadores y el propósito de humanizar la empresa, poniendo en práctica el principio de diversificación de la economía del país, a través del motor hidrocarburo que forma parte de la Agenda Económica Bolivariana. Para ello, se establece la alineación de la infraestructura de la empresa con la base de recursos existente, así como la optimización de los costos operativos, jerarquización de las inversiones y financiamientos, priorizando el impulso de las capacidades nacionales y el franco desarrollo de las tecnologías propias. Entre otras estrategias se plantea alcanzar un balance de la demanda de bienes y servicios, así como la sustitución de importaciones y el impulso de las exportaciones no tradicionales.

PDVSA es la base fundamental para la diversificación de la economía en el país, orientada a convertir a Venezuela en el principal proveedor de crudos pesados a nivel mundial y de gas en la región, con una visión socialista y responsabilidad ambiental. Actualmente está pasando por una transición histórica de una empresa con base de recursos liviano/mediano, al desarrollo de crudos pesados/extrapesados, apuntando a la maximización y valorización del gas que permita darle un impulso al desarrollo endógeno. Para ello se prevé la ejecución de proyectos bajo esquemas alternativos que aseguren su cumplimiento en tiempo y costo, optimizando los nuevos esquemas de infraestructura, para el manejo de volúmenes de crudo y gas, jerarquizando el uso de capitales y financiamientos.

Líneas estratégicas del PES

Las grandes líneas estratégicas desarrolladas en el PES se centran en:

- Búsqueda de fuentes alternativas de crudo liviano con bajos costos de exploración, así como el incremento del factor de recobro de aquellos yacimientos con segregaciones críticas y del factor volumétrico de reemplazo.
- Garantizar el suministro de segregaciones claves de liviano / mediano de Occidente que alimentan el sistema de refinación nacional.

- Estrategia integral de dilución de crudo pesado y extrapesado, maximizando la producción de merey-16, como segregación de comercialización bandera de Venezuela.

- Maximización de la utilización de la infraestructura actual, a nivel del complejo de mejoramiento y de la planta de mezcla de Jose, balanceando la producción de DCO a su mayor capacidad.

- Maximizar el procesamiento de crudo pesado vía merey 16, así como la ejecución de proyectos de adecuación de las refinerías nacionales.

- Recuperar la infraestructura de las refinerías para garantizar el abastecimiento al mercado interno, manteniendo la confiabilidad y la continuidad en las operaciones. En el mediano plazo, adecuar el parque refinador nacional alineado con la base de recursos existente.

- Recolección de gas del norte de Monagas, la FPOHC y Occidente: implantar los proyectos de optimización y manejo de gas a corto y mediano plazo, con el objetivo de contar con la infraestructura de superficie necesaria que permita por un lado garantizar el volumen y calidad de la entrega de gas rico, a las plantas de extracción de LGN en el oriente del país, por otro lado incrementar la oferta de gas no asociado y el suministro de gas al mercado interno. El incremento en la producción de LGN y de líquidos del gas natural, permitirá reducir la importación de propano.

- Desplazamientos de líquidos a través del incremento del suministro de gas metano al sector eléctrico, con la finalidad de sustituir combustibles líquidos y contribuir con la disminución del contrabando de diésel, generando ahorros a la nación.

- Desarrollo del cinturón gasífero en Venezuela, promoviendo la evolución de las reservas e impulso de nuevas licencias de gas costa afuera.

- Desarrollo de oportunidades de exportación de gas para el Caribe y América del Sur, con el suministro de gas a Aruba y Curazao, vía gasoductos; así como la

factibilidad de proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) a pequeña escala.

- Optimizar el uso de la flota de buques propios para el cabotaje de crudos, con la consecuente disminución del uso de buques fletados a terceros.

Proyectos estructurantes asociados a la cadena de valor del negocio del petróleo:

Los principales proyectos que se acometerán para alcanzar los objetivos estratégicos y sustentar el plan, se mencionan a continuación:

- Recuperación de los mejoradores Petrocedeno, Petro San Félix, Petropiar y Petromonagas.
- Planta de Mezcla Jose
- Oleoducto Patio Tanque Oficina – Centro Operativo Bare Ayacucho
- Patio de Tanque Morichal.
- Patio de Tanque y Oleoducto Oficina.
- Mejora confiabilidad eléctrica
- Recuperación de Capacidad del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Jose (TAEJ).
- Incremento de Capacidad del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Jose (TAEJ).

- Incremento de capacidad del mejorador Petromonagas y Petro San Félix.
- Incremento de capacidad planta de mezcla Jose.
- Manejo producción nuevos desarrollos Junín.
- Centro Operativo Producción Furrial.
- Recuperación secundaria Pirital y Carito.
- Conservación y utilización gas Carito.
- Logística lacustre.
- Líneas troncales (crudo - gas) Occidente.
- Compresión y manejo de gas Occidente.
- Adecuación del CRP y RELP.
- Conversión media y profunda de RPLC.

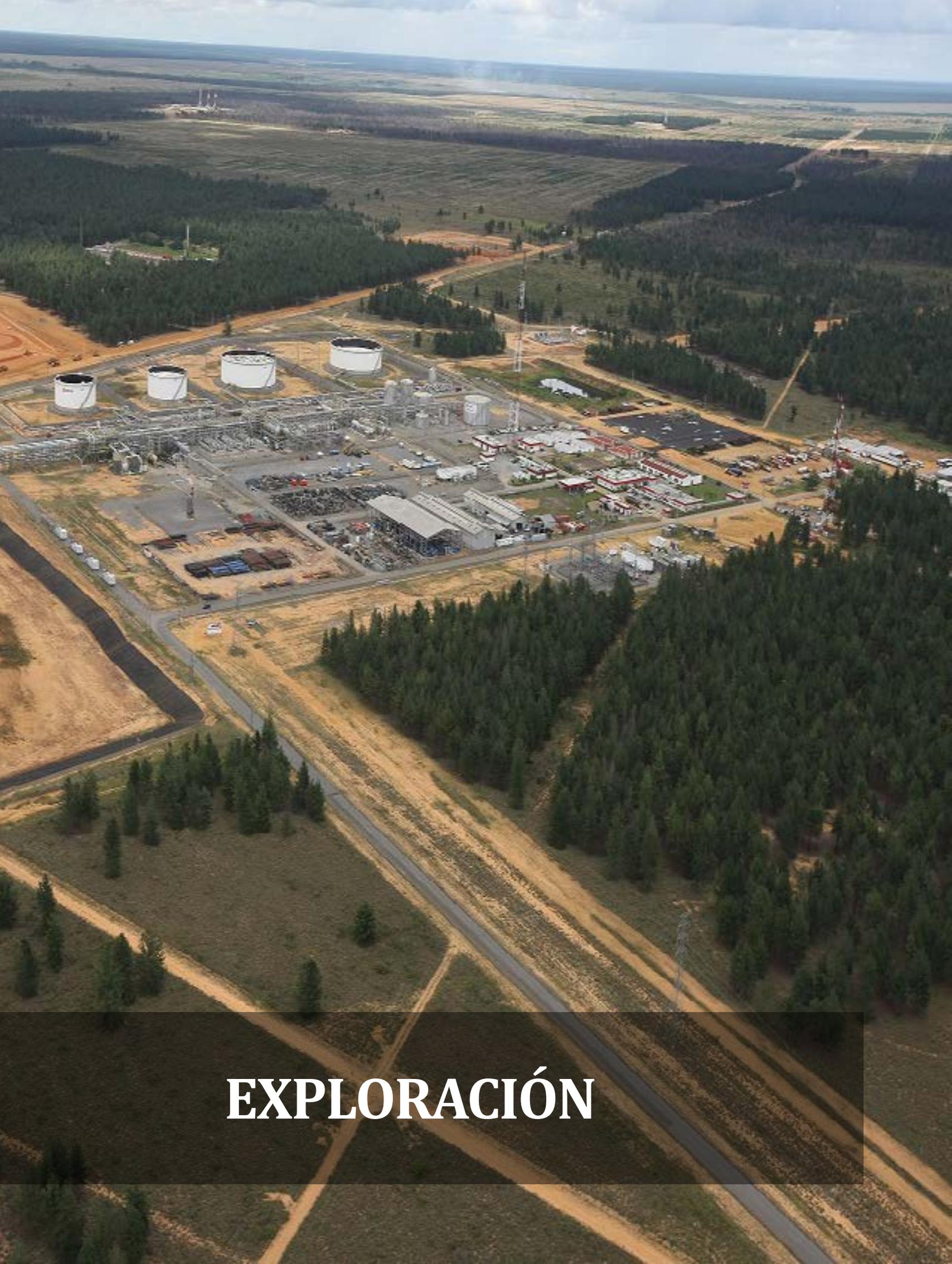
Proyectos asociados a la cadena de valor del negocio de gas:

- Mantenimiento de la producción de LGN.
- Nueva infraestructura de transporte y suministro de gas al sector eléctrico.
- Proyecto Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).





PRINCIPALES ACTIVIDADES



EXPLORACIÓN

EXPLORACIÓN

Como resultado de la gestión llevada a cabo por la exploración durante el año 2016, se logró someter ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo un volumen de reservas de 37 MMBls de crudo y 692 MMMPC de gas, asociadas a reservas por descubrimientos, debido a la perforación de los pozos exploratorios en profundidad: LOL-3X, CHL-11X, J-503, RM-52, LO-7, ARA-31 en oriente.

Adicionalmente, se validó un volumen de reservas probables de 301 MMBls de crudo y 197 MMMPC de gas, correspondiente a los pozos: CHL-11X y BLC-1E, ubicados en Oriente y Boyacá, respectivamente, superando ampliamente las expectativas de incorporación para el año 2016.

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

Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas + Probables)	
			MMBls.	MMMPCG	MMBls.	MMMPCG	MMBls.	MMMPCG
Oriente	Roblote Suroeste -BX	LOL-3X	2	87	-	-	2	87
	Chaguaramal Sur-AX	CHL-11X	7	22	8	26	15	48
	DL - J496X	J-503	8	19	-	-	8	19
	RG-NA	RM-52	14	468	-	-	14	468
	Loma 2-A	LO-7	4	66	-	-	4	66
	Ara - C	ARA-31	1	30	-	-	1	30
Boyacá	Balconcito - 1E	BLC-1E	-	-	293	171	293	171
Total nación			37	692	301	197	338	889

En cuanto a los proyectos de estudios exploratorios durante el año 2016, la actividad 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 ejecutaron 22 proyectos nacionales: 14 en tierra, tres en Costa Afuera y cinco proyectos especiales, con expectativas asociadas de 33.445 MMBls de crudo y 92.003 MMMPC de gas. Adicionalmente, se ejecutaron dos proyectos de estudio en el ámbito internacional con Bolivia y Cuba, los cuales permitirán investigar volúmenes importantes de hidrocarburos líquidos y gaseosos, con expectativas asociadas de 3.685 MMBls de crudo y 26.231 MMMPC de gas.

Al cierre del año se culminaron los siguientes proyectos:

1. Evaluación del Sistema Petrolífero Monagas: como resultado se generó la base de recursos de oportunidades para la subcuenca de Maturín, con la incorporación de tres plays y la modificación de tres ya existentes, con expectativas de 257 MMBls de crudo y 450,55 MMMPC de gas.

2. Estudio Especial de Factibilidad Técnica para Licitación de Bloques Exploratorios en la Fachada Atlántica: dentro de los resultados alcanzados se encuentra la elaboración de tres mapas estructurales en tiempo al tope de: cretácico, intra mioceno y próximo al tope del plioceno. Calibración de los pozos: dorado-1x, orinoco-1x, guarao-1x, cocina-1x, tajalí-1x y loran-1x; resumen del marco cronoestratigráfico para el área de estudio, basado en la identificación de tres fases tectónicas principales: rift, margen pasivo y margen activo.

3. Reexploración Oriente: como resultado se sometieron ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, las reservas primarias por descubrimiento de los yacimientos SJNA RM005 2, de la Formación San Juan y MERR RM005 2, de la Formación Merecure, generadas por la perforación del pozo RM-52, ubicado en el campo Santa Rosa, municipio Anaco, estado Anzoátegui, con un volumen total de contribuciones de reservas probadas de 14 MBN de petróleo y 468 MMPCN de gas.

4. Proyecto Internacional Bolivia: una vez realizada la evaluación del pozo se evidenció agua de formación en las dos primeras pruebas; la última no aportó resultados satisfactorios, por la baja permeabilidad en la formación; por lo tanto, se realizó el abandono oficial del pozo en concordancia con las normativas bolivianas.

La actividad de perforación exploratoria es de diez pozos trabajados, de los cuales dos están completados (LOL-3X, CHL-11X), dos suspendidos (BLC-1E, CEI-12X), tres en evaluación (LLM-4, FRA-36 y FRA-37X), uno en perforación (LLM-3X) y dos abandonados (ORC-41X, TOM-39).

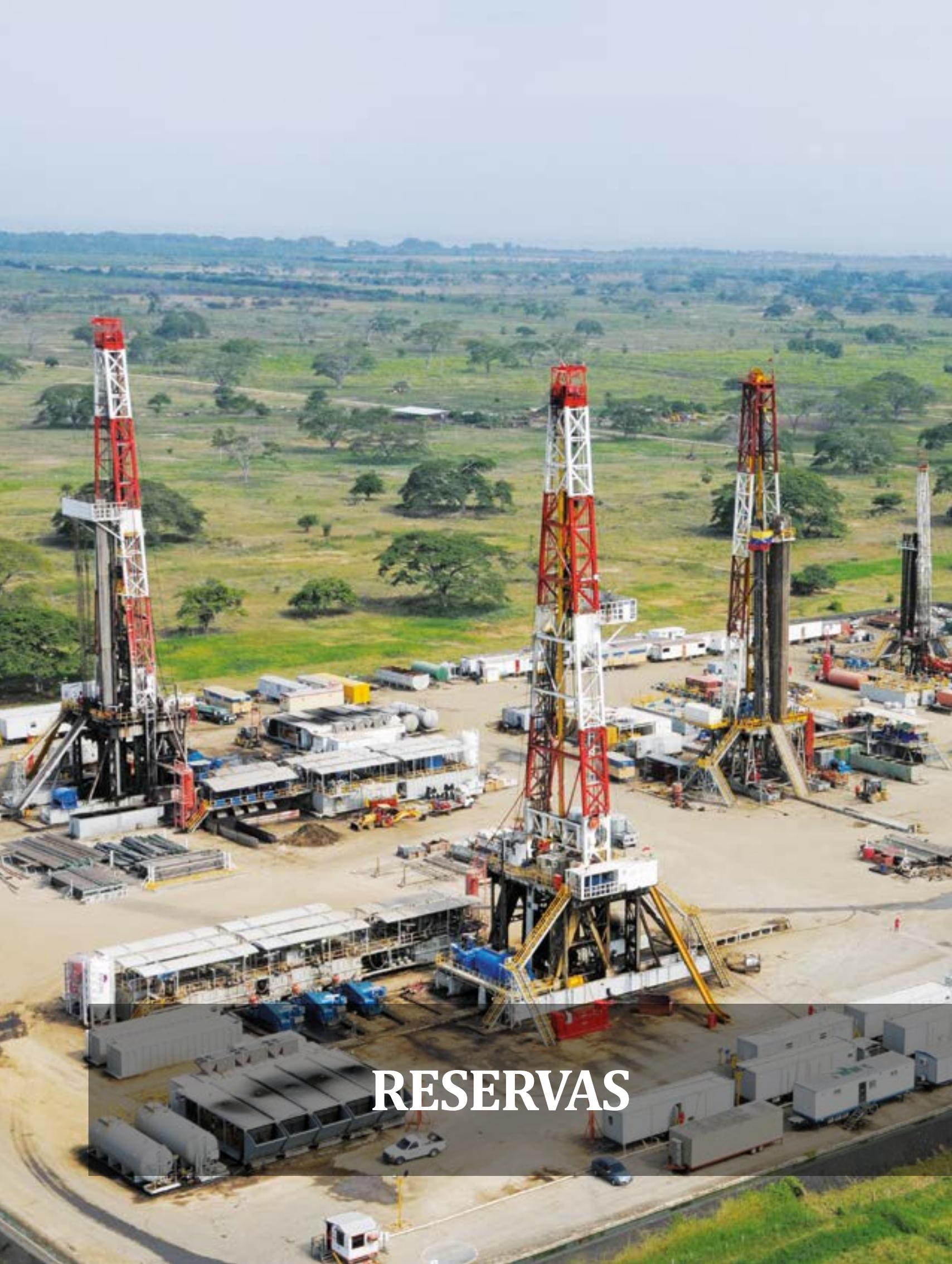
TABLA • ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN

Actividad de perforación	2016	2015	2014	2013	2012
Pozos completados	2	-	6	4	2
Pozos suspendidos	2	2	-	-	-
Pozos en evaluación	3	1	1	-	1
Pozos en progreso	1	8	4	3	5
Pozos secos o abandonados	2	-	-	2	1
Total pozos exploratorios	10	11	11	9	9
Pozos de arrastre	2	2	3	6	4

Adicionalmente, se trabajó en siete pozos reexploratorios, de los cuales cinco están completados (LOL-07, ARA-31, RM-52, RM-50 y RG-305) y dos suspendidos (MGB-Horcón-1X, RG-310).

TABLA • ACTIVIDAD DE REEXPLORACIÓN

2015	Actividad de reexploración	2016
3	Pozos completados	5
-	Pozos suspendidos	2
2	Pozos en evaluación	-
1	Pozos en progreso	-
1	Pozos secos o abandonados	-
7	Total pozos	7



RESERVAS

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, siguiendo el Manual de Definiciones y Normas de Reservas de Hidrocarburos establecidas por este ente oficial, cuyas normas no solo 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 sean comparables con diferentes países.

Reservas de crudo

Los niveles de las reservas probadas de crudo durante el año 2016, se ubicaron en 302.250 MMBls; un aumento de 1.372 MMBls respecto a 2015. Este incremento es originado principalmente a las nuevas incorporaciones por revisiones en la FPO Hugo Chávez

La siguiente tabla muestra el balance de reservas de crudo al 31 de diciembre de 2016:

TABLA • BALANCE DE RESERVAS DE CRUDO (MMBls)

Reservas probadas de crudo MMBls	2016	2015	2014	2013	2012
Saldo inicial de reservas probadas	300.878	299.953	298.353	297.735	297.571
Incorporación reservas de crudo					
Descubrimientos	49	62	201	162	123
Revisiones	2.222	1.864	2.414	1.512	1105
Extensión	2	-	-	-	-
(+) Total incorporaciones ¹	2.273	1.926	2.615	1.674	1.228
(-) Producción	901	1.001	1.015	1.056	1.064
Reservas probadas de crudo	302.250	300.878	299.953	298.353	297.735

¹Estas incorporaciones representan una tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido: 252% para el (2016), 192% (2015), 258% (2014), 159% (2013) y 116% (2012). Las variaciones son el resultado, en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de petróleo en sitio y del uso de tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo.

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

TABLA • RESERVAS PROBADAS DE CRUDO DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA (MMBls)

Reservas probadas de crudo MMBls	2016	2015	2014	2013	2012
Gas húmedo	2	2	0,2	0,2	0,2
Condensado	2.497	2.342	2.357	2.384	2.618
Liviano	10.743	10.609	10.493	10.331	10.390
Mediano	9.538	9.716	9.672	9.742	9.786
Pesado	18.217	18.688	18.692	17.597	17.805
Extrapesado	261.253	259.521	258.739	258.299	257.136
Total petróleo	302.250	300.878	299.953	298.353	297.735
Relación de reservas/producción (años)	335	301	296	282	280

Reservas probadas desarrolladas de crudo MMBls	2016	2015	2014	2013	2012
Gas húmedo	1	1	0,1	0,1	0,1
Condensado	535	543	565	615	639
Liviano	1.711	1.693	1.786	1.829	1.891
Mediano	1.911	1.862	1.725	1.911	2.071
Pesado	4.755	4.574	4.524	4.621	4.321
Extrapesado	4.031	4.257	4.326	3.984	4.053
Total crudo	12.944	12.931	12.926	12.960	12.975
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas	4%	4%	4%	4%	4%

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, las reservas probadas desarrolladas y la producción de crudo con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país, al 31 de diciembre de 2016:

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

Cuenca	Probadas	Probadas desarrolladas	Producción ³ 2016	Relación reservas probadas / producción
	(MMBls al 31/12/2016)		(MBD)	(años)
Maracaibo-Falcón	20.045	5.159	597	92
Barinas-Apure	1.093	195	27	111
Oriental ¹	280.769	7.590	1.839	417
Carúpano	343	-	-	-
Total ²	302.250	12.944	2.463	335

¹ La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, que forma parte de la Cuenca Oriental, tiene reservas que ascienden a 272.252 MMBls de crudo, de las cuales 93 MMBls son de petróleo condensado, 2 MMBls de gas húmedo, 1.645 MMBls corresponden a crudo liviano, 1.236 MMBls a crudo mediano, 8.029 MMBls a crudo pesado y 261.247 MMBls a crudo extrapesado.

² Crudo extrapesado: reservas probadas de 261.253 MMBls, reservas probadas desarrolladas por 4.031 MMBls, producción de 1.004 MBD, para una relación de reservas probadas/producción de 711 años.

³No incluye condensado de planta.

La siguiente tabla muestra las reservas y producción anual para cada uno de los principales campos de petróleo de Venezuela, producidos por PDVSA, al 31 de diciembre de 2016:

TABLA • RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

Nombre del campo	Ubicación (estado)	Año del descubrimiento	Producción (MBD)	Reservas probadas (MMBIs)	Relación de reservas probadas/producción (años)
ZUATA PRINCIPAL	Anzoátegui	1.985	268	52.501	535
CERRO NEGRO	Anzoátegui	1.979	202	31.884	431
CERRO NEGRO	Monagas	1.979	294	24.422	227
ZUATA NORTE	Anzoátegui	1.981	20	9.602	1.287
UVERITO	Monagas	1.979	1	9.554	25.084
HUYAPARI	Anzoátegui	1.979	147	6.440	120
BARE	Anzoátegui	1.950	49	1.824	101
DOBOKUBI	Anzoátegui	1.981	73	2.011	76
JOBO	Monagas	1.953	5	1.301	691
MELONES	Anzoátegui	1.955	18	1.111	165
TÍA JUANA LAGO	Zulia	1.925	67	2.777	114
BLOQUE VII: CEUTA	Zulia	1.956	57	2.067	99
BACHAQUERO LAGO	Zulia	1.930	31	1.565	138
URD. OESTE LAGO	Zulia	1.955	39	1.361	94
BOSCÁN	Zulia	1.945	97	1.431	40
LAGUNILLAS LAGO	Zulia	1.913	33	1.126	95
TÍA JUANA TIERRA	Zulia	1.925	20	1.124	151
LAGUNILLAS TIERRA	Zulia	1.913	35	913	71
URD. ESTE LAGO	Zulia	1.955	3	529	457
BLOQUE III: CENTRO	Zulia	1.957	4	503	331
SANTA BÁRBARA	Monagas	1.993	137	1.360	27
MULATA	Monagas	1.941	147	1.453	27
EL FURRIAL	Monagas	1.986	156	861	15
OROCUAL	Monagas	1.958	12	615	145
TRAVI	Monagas	2.004	3	451	451
EL CARITO	Monagas	1.988	38	113	8
BOQUERÓN	Monagas	1.989	4	198	139
JUSEPÍN	Monagas	1.944	15	200	35
COROCORO	Sucre	1.998	27	135	13

Reservas de gas natural

La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 202.698 MMMPC (34.948 MMBpe), al cierre del año 2016, de los cuales 67.338 MMMPC (11.610 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 37.218 MMMPC (6.417 MMBpe) están asociadas a crudo extrapesado presente en la cuenca Oriental. Las reservas de gas natural de Venezuela son en su mayoría gas asociado, el cual se produce conjuntamente con el crudo. Una alta proporción de estas reservas probadas, son desarrolladas.

Durante el año 2016, se inyectaron 820 MMMPC con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 29% del gas natural producido (2.838 MMMPC).

La siguiente tabla muestra el balance de reservas de gas natural, al 31 de diciembre de 2016:

TABLA • BALANCE DE RESERVAS DE GAS NATURAL (MMMPC)

Reservas probadas de gas (MMMPC)	2016	2015	2014	2013	2012
Saldo inicial de las reservas probadas	201.349	198.368	197.089	196.409	195.234
Incorporación reservas de gas					
Descubrimientos	748	1.349	459	667	306
Revisiones	2.616	3.490	2.555	1.628	2.441
Extensión	3	-	7	-	-
(+) Total incorporaciones	3.367	4.839	3.021	2.295	2.747
(+) Inyección	820	895	910	1.014	1.057
(-) Producción	2.838	2.753	2.652	2.629	2.629
Reservas probadas de gas	202.698	201.349	198.368	197.089	196.409

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

TABLA • RESERVAS PROBADAS DE GAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

Reservas probadas de gas	2016	2015	2014	2013	2012
Gas natural (MMMPC)	202.698	201.349	198.368	197.089	196.409
Gas natural (MMBpe) ¹	34.948	34.715	34.201	33.981	33.864
Reservas probadas desarrolladas					
Gas natural (MMMPC)	39.341	39.350	37.731	39.135	39.252
Gas natural (MMBpe) ¹	6.783	6.784	6.505	6.747	6.768
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Gas natural	19%	20%	19%	20%	20%

¹Factor de conversión 5,8 MPC/Bl

La siguiente tabla muestra las reservas probadas y producción de gas con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país, al 31 de diciembre de 2016:

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

Cuenca	Probadas	Probadas desarrolladas	Producción 2016	Relación reservas probadas / producción
	MMBpe		(MBDpe)	(años)
Gas natural				
Maracaibo-Falcón	8.274	1.547	163	139
Barinas-Apure	131	14	6	58
Oriental ¹	24.064	5.222	782	84
Carúpano	2.479	-	-	-
Total gas natural	34.948	6.783	951	100

¹Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO Hugo Chávez, estimadas en 11.610 MMBpe al 31 de diciembre de 2016.

Nuevos descubrimientos de hidrocarburos

La Nueva PDVSA Socialista, a través de su Dirección Ejecutiva de Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos, continúa en su firme propósito de descubrir e incorporar nuevas reservas de hidrocarburos y generar planes óptimos de explotación de yacimientos, mediante la ejecución de proyectos exploratorios y desarrollo de estudios integrados de yacimientos. En el año 2016 se destaca la incorporación por el descubrimiento de 19 yacimientos, como resultado de los estudios efectuados en el campo La Concepción, en la cuenca Maracaibo-Falcón; los campos Santa Rosa, San Roque, Las Ollas, Jusepín, Las Mercedes y El Toco en la cuenca Oriental; y finalmente en la FPO Hugo Chávez, el campo Sinco perteneciente a la cuenca Barinas-Apure. Estos yacimientos incorporan a la nación un volumen de 49 MMBls de crudo y 748 MMMPC de gas, de los cuales 37 MMBls de crudo y 692 MMMPC de gas, son producto del esfuerzo exploratorio; mientras que 12 MMBls de crudo y 56 MMMPC de gas, corresponden al desarrollo de los estudios integrados de yacimientos y empresas mixtas.



PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN

La producción fiscalizada de crudo más LGN de la nación, atribuible a PDVSA para el año 2016, fue de 2.571 MBD. Se divide de la siguiente manera:

TABLA • PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE CRUDO Y LGN PARA EL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE, EN MILES DE BARRILES POR DÍA (MBD)

Producción	2016	2015	2014	2013	2012
Dirección Ejecutiva de Producción Oriente	652	781	846	941	1.032
Gestión propia	640	767	829	882	971
Empresas mixtas	12	14	17	59	61
Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera	43	35	38	-	-
Empresas mixtas	43	35	38	-	-
Dirección Ejecutiva de Producción Occidente	585	707	750	776	799
Gestión propia	271	365	452	484	533
Empresas mixtas	314	342	298	292	266
Dirección Ejecutiva de Producción Faja	1.196	1.265	1.229	1.274	1.174
Gestión propia	493	503	447	495	417
Empresas mixtas	703	762	782	779	757
Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos FPO	81	55	17	-	-
Empresas mixtas	81	55	17	-	-
PDVSA Gas	14	20	19	24	29
Total producción nación	2.571	2.863	2.899	3.015	3.034

En promedio, durante el año 2016 la producción total de gas natural de la nación fue de 7.926 MMPCD, de los cuales 2.260 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 5.666 MMPCD (977 MBpe).

La siguiente tabla resume la producción promedio de crudo y de gas natural de PDVSA, por tipo, cuenca, precio de venta y 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)	2016	2015	2014	2013	2012
Condensado	88	93	110	116	107
Liviano	313	374	416	469	487
Mediano	573	682	619	637	875
Pesado + extrapesado	1.492	1.597	1.640	1.677	1.441
Total petróleo	2.466	2.746	2.785	2.899	2.910
Líquidos del gas natural	105	117	114	116	124
Total petróleo y LGN	2.571	2.863	2.899	3.015	3.034
Gas natural (MMPCD)					
Producción bruta	7.926	7.756	7.422	7.395	7.327
Menos: reinyectado	2.260	2.460	2.604	2.779	2.871
Gas natural neto (MMPCD)	5.666	5.296	4.818	4.616	4.456
Gas natural neto (MBDpe)	977	913	831	796	768
Producción de crudo de PDVSA por cuenca					
Maracaibo-Falcón	596	706	750	776	796
Barinas-Apure	27	32	38	41	46
Oriental	1.843	2.008	1.997	2.082	2.068
Total petróleo	2.466	2.746	2.785	2.899	2.910
Producción de gas natural por cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	1.084	718	718	771	796
Barinas-Apure	37	31	36	34	7
Oriental	6.805	7.007	6.668	6.590	6.524
Total gas	7.926	7.756	7.422	7.395	7.327
Precio cesta exportación (\$/BI) ¹	35,15	44,65	88,42	98,08	103,42
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	0,81	0,93	2,51	0,66	0,95
Costos de producción (\$/Bpe)²					
Incluye empresas mixtas	7,65	10,68	18,05	11,40	11,09
Excluye empresas mixtas	7,18	3,93	15,10	10,63	10,86

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 costos de regalía, costo de impuesto de extracción y costo de depreciación), entre los volúmenes totales de producción de crudo, de gas natural y el líquido de gas natural.

En lo que respecta a los logros operacionales del negocio de producción para cada Dirección Ejecutiva durante el año 2016, se indican los siguientes:

Dirección Ejecutiva de Producción Oriente

Divisiones Punta de Mata y Furrial

Alcanzó una generación de potencial oficial de 91,1 MBD, la cual se discrimina a continuación: 75,7 MBD asociados a 215 actividades en pozos, por actividades de RA/RC, con y sin taladro, lo que representa el 83% de la generación; ocho pozos de completación con una generación de 6,9 MBD; en estimulación se trabajaron 29 pozos con un aporte de 8,5 MBD.

Adicionalmente, como estrategia para incremento de la producción de crudo, se ha trabajado en la profundización de los puntos de inyección de gas lift.

Dirección Ejecutiva de Producción Costa Afuera

División Costa Afuera Oriental

Actualmente se está ejecutando el proyecto Sistema Submarino del Campo Dragón, que comprende la instalación de equipos para la incorporación del gas al sistema de recolección y desde allí a la plataforma de producción.

División Costa Afuera Occidental

Se logró la perforación y completación de los pozos Perla 9 y 10, localizaciones PP1H4 y PP1H3, respectivamente, en el Bloque Cardón IV, ubicado en el estado Falcón, incrementando el potencial del campo en 192 MMPCD de gas, con una producción actual del pozo Perla 9 de 89.624 MMPCD de gas y 2,688 MBD de condensado y el pozo Perla 10 de 89.825 MMPCD de gas y 2,694 MBD de condensado.

Dirección Ejecutiva de Producción Occidente

División Lago

Para el soporte de producción de esta división, así como para garantizar la continuidad y confiabilidad operacional, se realizó el mantenimiento de la subestación eléctrica 54L, mejorando el suministro de energía eléctrica a todo el Campo Urdaneta Lago, con una producción asociada de 27MBD.

División Costa Occidental

Como parte del plan de crecimiento operativo que ejecuta la empresa mixta Petroboscán, se logró la construcción de un nuevo tanque de separación de agua libre T-202 en la planta deshidratadora PLD-3 de Campo Boscán, con el cual se separa el agua libre que viene asociada con el crudo; esto incrementa las capacidades de manejo de fluidos por parte de equipos instalados, así como los índices de confiabilidad a través de la instalación de dispositivos de respaldo. La operatividad del tanque ha logrado aumentar el manejo de la producción a más de 100 mil barriles de fluido por día.

División Costa Oriental

Durante el año 2016, se realizó el tendido de línea de flujo flexible para 15 pozos en la empresa mixta Petrozamora (Bachaquero Lago).

Se realizó la prueba de estimulación química a pozos con tecnología basada en nanopartículas, con la cual se logró incrementar la producción y disminución del contenido de agua en un 90%.

División Sur del Lago Trujillo

Se destaca la recuperación e instalación de 30 bombas electrosumergibles (RIBES), logrando la optimización de la producción.

Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez

Durante el año 2016, se logró la perforación masiva de 548 pozos productores en todos los bloques de la FPO Hugo Chávez, con una generación asociada de 174,7 MBD. A continuación los detalles por División:

División Carabobo

Se realizó la perforación de 205 pozos productores con una generación de 66,3 MBD.

Se incrementó la capacidad de transporte de crudo diluido (DCO), a través del oleoducto de 30 pulgadas COPEM - PTO y el oleoducto de 36 pulgadas MOR-PTO (120 MBD), en la empresa mixta Petromonagas.

Se realizó la instalación de infraestructura y los servicios para manejo, almacenamiento y transporte de 360 MBD de diluyente proveniente del Patio de Tanques Jusepín (PTJ) hasta las unidades de producción del Distrito Morichal garantizando 1,6 días de autonomía de diluyente para la División Carabobo (Mesa 30/SATBA).

División Junín

Con la perforación de 123 pozos productores, se logró una generación de 35,4 MBD.

Además, se continúa la construcción de un gasoducto de ocho 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), para garantizar el flujo de gas combustible (10 MMPCD) que será utilizado como fuente de alimentación (gas del proceso) para la planta.

División Ayacucho

Se realizó la perforación de 219 pozos productores, con una generación de 73 MBD.

Como estrategia aplicada en el corto plazo para el control y mantenimiento de energía, y así mejorar los factores volumétricos de reemplazo, se realizó la reinyección de 92,5 MMPCD de gas para mantenimiento de presión de yacimiento.

División Boyacá

Como estrategia aplicada en el corto plazo para el control, mantenimiento de energía y mejorar los factores volumétricos de reemplazo, se encuentran: la reactivación de 14 pozos, la incorporación de tres pozos provenientes de rehabilitación y reacondicionamiento y la procura directa de equipos de levantamiento artificial (bombeo electro sumergible y bombeo mecánico) para garantizar la ejecución de trabajos a pozos.

Dirección Ejecutiva de Producción Nuevos Desarrollos FPO

Durante el año 2016, se logró la perforación de 113 pozos productores, con una generación asociada de 37,2 MBD. A continuación los detalles por División:

División Carabobo

Se realizó la perforación de 59 pozos productores, con una generación de 21,98 MBD.

La empresa mixta Petroindependencia logró la perforación de 37 pozos productores, con una generación de 8,24 MBD. Se logró la construcción del Centro de Procesamiento de Fluidos (CPF), el cual contempla CPF temporal: 30 MBD, CPF permanente: dos CPF de 200 MBD, con cuatro trenes de 50 MBD c/u, para una capacidad final de procesamiento de fluidos de 400 MBD que se encuentra en proceso de culminación.

La empresa mixta Petrocarabobo perforó 21 pozos productores, con una generación de 13,74 MBD. Se logró la construcción del Centro de Procesamiento de Fluidos Comercial (CPF 30 MBD), el cual tiene la finalidad de garantizar el manejo eficaz y seguro de los fluidos producidos.

La empresa mixta Petrovictoria inició la perforación de un pozo productor.

División Junín

Se logró la perforación de 54 pozos productores, con una generación de 15,2 MBD.

La empresa mixta Petromiranda perforó 22 pozos productores, con una generación de 7,4 MBD.

La empresa mixta Petrojunín logró la perforación de 32 pozos productores, con una generación de 7,8 MBD.

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 planificada la perforación de 34 pozos, la instalación de dos plataformas de producción, así como de 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), con un avance de 90,72 %, en el cual el aporte de gas será proveniente de la producción de cuatro de los pozos del Campo Dragón, asociados 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, pertenecientes al proyecto Cardón IV, de los cuales ya se encuentran completados y en producción seis pozos (Perla 7, Perla 6, Perla 5, Perla 9, Perla 10 y Perla 1X) con una producción promedio de 515 MMPCD de gas y 15 MBD de condensado; así como la instalación en un 100% de la Plataforma de Producción Principal PP1 y la instalación parcial de las Plataformas Satelitales (PS2 y PS3). En cuanto a las actividades en tierra, se encuentran operativos y en producción el Tren 150 y el Tren 300; ambos trenes conforman la Planta de Tratamiento de Gas Tiguadare, Punto Fijo, estado Falcón.
JUSEPÍN 120	Minimizar exitosamente la emisión de gases del Complejo Josepín.	Se instalaron cuatro motocompresores nuevos, manejando cada uno 30 MMPCD de gas, mejorando la flexibilidad operacional y disminuyendo el cierre de producción por mantenimientos programados. El proyecto se encuentra culminado y 100% operativo.
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. Actualmente se encuentra en proceso de arranque. El proyecto presenta un avance físico de 97%.
EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRATAMIENTO AGUA EN PLD-3 Y PLD-Z9	Aumentar la capacidad de manejo de agua para inyección de la Planta Deshidratadora PLD-3 a 150.000 BAPD, con la finalidad de cumplir con los pronósticos de producción y mejorar la calidad de la corriente de salida (20 ppm).	Actualmente el proyecto tiene un avance físico de 92%. Fecha estimada de culminación: 2017.
INYECCIÓN DE AGUA AL ESTE DE CAMPO BOSCÁN (AREA Z9)	Este proyecto consiste en la instalación de una nueva bomba de inyección de agua de 24.000 BAPD de capacidad en la Planta Deshidratadora Zulia 9 (PLD-Z9), la conversión de ocho pozos productores a inyectoros y su interconexión a la red de inyección de agua existente en el área este del Campo Boscán.	El proyecto presenta un avance físico de 95%. Fecha estimada de culminación: 2017.
SEGMENTO PDVSA PETROBOSCÁN EN PROYECTO ANILLO 138 KW	Aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de áreas operativas de PDVSA, del sistema eléctrico nacional (autosuficiencia). Disminuir la incidencia de fallas eléctricas (interrupciones) de larga duración en la producción del Campo Boscán.	Avance general del proyecto 56%. Subestación Zulia 8 presenta un avance general de 70%. Subestación Zulia 10 presenta un avance general de 41%. Líneas de transmisión 138kw presentan un avance general de 59%. Fecha estimada de culminación: 2017.
INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE OLEODUCTO DE 36 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo merrey hasta 480 MBD por el oleoducto de 36 pulgadas MOR-PTO. (120 MBD)	La etapa 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. La etapa II (70 MBD) comprende la construcción de la estación EPM-1, con un avance de 60%. Se estima finalizar la etapa II en el año 2018.
INCREMENTO CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN PTO	Incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo merrey 16 en el patio de tanques oficina, mediante la construcción de ocho tanques de almacenamiento de 250 MBD de capacidad operativa.	La etapa I comprende la construcción de cuatro tanques de techos flotantes de 250 MBIs de capacidad y su interconexión al sistema de bombeo constituido por cuatro bombas booster de 240 MBD c/u para el llenado de los tanques; tres bombas booster para el bombeo de los tanques nuevos hasta la succión de bombas principales existentes. 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, con un avance de 98,23%. La etapa II contempla la fabricación de cuatro tanques adicionales de 250 MBIs de capacidad y sus respectivas conexiones a los sistemas de bombeo, llenado y vaciados construidos en la etapa I. Fecha estimada de culminación de la etapa I: 2017 y la etapa II: diciembre de 2018.
INSTALACIÓN DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DE 24 MMPCD LAS LOMAS	Desarrollar las reservas recuperables (gas y líquido) estimadas en 469,0 MMPCN y 4,63 MMBIs.	Construir la infraestructura de superficie requerida para manejar la producción del Campo Las Lomas en su primera etapa, que permita manejar 24 MMPCD, con la finalidad de generar electricidad e interconexión con el SEN; así como, recuperar la máxima cantidad de líquido condensado estabilizado (C5+) e incorporarlo a la cuota de producción del Distrito Barinas. Avance físico del proyecto: 29%. Fecha estimada de culminación: diciembre de 2018.
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, medida desde PTO. Estación de bombeo RB-I incluye las instalaciones eléctricas. Se encuentra en fase de implantación. Se entregaron a COF tres bombas para el arranque temprano del Rebombeo II. Avance del proyecto 85%. Fecha estimada de culminación: agosto de 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 Josepín (PTJ) hasta las unidades de producción del Distrito Morichal, garantizando 1,6 días de autonomía de diluyente para la División Carabobo (Mesa 30/SATBA).	Comprende la preparación de sitio y construcción de cuatro tanques de 150 MBIs c/u para el almacenamiento de diluyente en EPT1. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance físico del proyecto: 42%. Fecha estimada de culminación: noviembre de 2017.
ADECUACIÓN DE LA ESTACIÓN PRINCIPAL (MSUP)	Incrementar el potencial de producción de crudo extrapesado y la capacidad de manejo de agua en la estación principal de Petrocedeño.	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: 71%. Fecha estimada de culminación: julio de 2018.

Proyecto	Objetivo	Descripción y avance
CONSTRUCCIÓN OLEODUCTO DE EXPORTACIÓN DE 19 KM DESDE EL CENTRO DE BOMBEO JUNÍN (CBJ) HASTA LA ESTACIÓN PRINCIPAL DE PETROCEDEÑO	Desarrollo de la ingeniería, procura y construcción de todas las facilidades de superficie necesarias para la puesta en marcha de un oleoducto de exportación desde el CBJ, hasta la estación principal de la empresa mixta Petrocedeño.	Desarrollo de las facilidades necesarias para la construcción de un oleoducto de 20 pulgadas de diámetro por 19 km de longitud, para transportar la producción desde el Centro de Bombeo Junin (CBJ) hasta la estación principal de la empresa mixta Petrocedeño. Actualmente el proyecto tiene un avance de 85% en ingeniería básica. Fecha estimada de culminación: diciembre de 2019.
OLEODUCTO 36 PULGADAS Y DILUENDUCTO 20 PULGADAS TRAMO PETROJUNÍN – PETROCEDEÑO	Construcción de los sistemas de transporte de crudo y de diluyente necesarios para la producción temprana de la empresa mixta Petrojunin.	Ingeniería de detalle, procura y construcción de 31,5 km de tubería de 36 pulgadas para recolección de DCO y 20 pulgadas para distribución de diluyente, tramo entre Petrojunin y Petrocedeño, incluyendo estaciones de válvulas, trampas, bombeo y medición fiscal. Actualmente el proyecto tiene un avance de 87%.
OLEODUCTO 42 PULGADAS MORICHAL-PTO	Incrementar la capacidad de transporte de crudo merey 16 en 550 MBD.	Construcción de un oleoducto de 42 pulgadas desde el nuevo Patio de Tanques Morichal (PTM) hasta el Patio de Tanques Oficina (PTO). Comprende 151,5 km de tubería 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. El proyecto tiene un avance de 71%.
OLEODUCTO 42 PULGADAS PTO-TAE (JOSE)	Incrementar la capacidad de transporte de crudo merey 16 en 750 MBD.	Comprende el tendido de 160 km de tuberías de 42 pulgadas desde PTO hasta TAEJ; incluye diez estaciones de válvulas teoperadas y dos puentes: Río Guanipa - Río Aragua / OCEMI PTO. Fase actual: Implantación. El hito I comprende el tendido de tuberías con un avance físico de 100%, el hito II comprende OCEMI PTO y presenta un avance físico de 33%. Fecha estimada de culminación: diciembre de 2018.
DILUENDUCTO PATIO DE TANQUES OFICINA-CENTRO OPERACIONAL BARE	Incrementar la capacidad de transporte de diluyente hasta 370 MBD, desde el Patio de Tanques Oficina (PTO) hasta las estaciones consumidoras existentes (Centro Operativo Bare (COB), Rebombéo Miga, Rebombéo Melones y futuros centros operativos (COP).	Contempla la ingeniería, procura y construcción de 125 km de tuberías, desde el Patio de Tanques Oficina hasta los centros de suministro de diluyente: Rebombéo Melones, Rebombéo Miga, Centro Operativo Bare y la estación de bombas principal. Actualmente el proyecto está en implantación, presenta un avance de 39%. Fecha estimada de culminación: diciembre de 2017.
CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO TAEJAA	Aumento en la capacidad de almacenamiento mesa-30 (30°API) / merey-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) / Merey-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. Actualmente el proyecto tiene un avance de 70%. Fecha estimada de culminación: junio de 2017.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EMBARQUE DE MONOBOYAS TAEJAA	Aumento en la capacidad de embarque de crudo mesa-30 (30°API) / merey-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 monojoya MB-2, tendido de dos oleoductos de 42 pulgadas, que conectarán a la nueva casa de bombas con la nueva monojoya y todas las obras civiles, eléctricas, mecánicas y de instrumentación asociadas al sistema de embarque de la nueva monojoya 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: 39%. Fecha estimada de culminación: mayo de 2018.
ADQUISICIÓN DE DOS MONOBOYAS PARA PATIO ESTE Y OESTE DEL TAEJAA	El proyecto contempla la adquisición de dos nuevas monojoyas tipo torreta para reemplazar las existentes.	Contempla la adecuación de la sala de control, inspección y adecuación de las tuberías submarinas monojoya oeste, reemplazo de válvulas y actuadores submarinos; monojoya este y oeste, batimetría área oeste y el rediseño de telemetría de la monojoya oeste. Fase actual: implantación / operación. Avance del proyecto: 74%. Fecha estimada de culminación: diciembre de 2017.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DILUENDUCTO 20" JOSE-PTO-MORICHAL	Incrementar la capacidad de transporte de nafta por el diluenducto 20 pulgadas Jose-PTO-Morichal.	Etapa I: comprende la construcción de estación de rebombéo RB-II en PTO para incrementar el transporte de nafta por el diluenducto de 20 pulgadas en 40 MBD, para un total de 160 MBD. Etapa II: comprende la construcción de estación de rebombéo RB-I en Anaco, adecuación de estación de bombeo existente en Palmichal, para incrementar el transporte de nafta por el diluenducto de 20 pulgadas en 60 MBD, para un total de 220 MBD. Fase actual: Implantación. Avance del proyecto 55%. Fecha estimada de culminación etapa I y II: octubre 2017.
INCREMENTO DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO MORICHAL (ICA-MOR)	Incrementar la capacidad de almacenamiento de Morichal en 1,4 MBD, para manejar crudo merey 16, proveniente de las áreas tradicionales de explotación Morichal y la producción temprana de los nuevos desarrollos de Petromiranda y Petrocarabobo.	Comprende la preparación de sitio etapa I y II, IPC de cuatro tanques de crudo, edificaciones, OCEMI + sala de control, IPC planta de efluentes líquidos (PTL), planta de tratamiento de aguas servidas (PTAS), tendido de oleoductos de alimentación del patio desde EPT-1 y EPM-1. Actualmente el proyecto está en implantación. Avance del proyecto: 49%. Fecha estimada de culminación: agosto de 2017.
CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS 30 MBD PETROINDEPENDENCIA	El proyecto contempla la instalación de una planta de 51,5 MBD de capacidad nominal (30 MBD de petróleo crudo extrapesado y 21,5 MBD de diluyente y agua).	El proyecto presenta un avance total de 94%. Completada la ingeniería de detalle y procura de equipos.
2º TREN DE PROCESAMIENTO 30 MBD PETROINDEPENDENCIA	Construir un 2º tren de procesamiento de crudo por cesión del contrato IPC de Petrouirica a Petroindependencia, bajo la modalidad BOOT "Build-Own / Operate – Transfer" para el procesamiento de 30 MBD de crudo extrapesado.	El proyecto presenta un avance total de 21%.
OLEODUCTO CPF-COMOR/ICAMOR PETROINDEPENDENCIA	Incrementar la capacidad de transporte de crudo diluido (DCO), a través del oleoducto.	El proyecto presenta un avance total de 36%. Fecha estimada de culminación: noviembre de 2017.
PLANTA DE PROCESAMIENTO DE CRUDO COPEM PETROVICTORIA	El proyecto contempla el IPC de planta de procesamiento de crudo con capacidad de 38 MBD de crudo extrapesado para los nuevos desarrollos Petrovictoria (79%) y Petromonagas (21%).	El proyecto presenta un avance total de 29%. Las actividades se han realizado de acuerdo con lo planificado. Se presentó matriz de evaluación técnica. Se completó la conformación del área del campamento administrativo y el acceso.
INSTALACIONES PARA ALMACENAMIENTO DE DILUYENTE PRODUCCIÓN TEMPRANA JUNIN	El proyecto contempla el IPC de tres tanques de 100 MBIs cada uno para el almacenamiento de diluyente, de los cuales dos se encuentran ubicados en Jose y uno en la estación de bombeo Zuata, en San Diego de Cabrutica.	El proyecto presenta un avance total de 54%. Actualmente se encuentra en etapa de definición de estrategias para su culminación.



EMPRESAS MIXTAS

EMPRESAS MIXTAS

La Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) es una filial de misión y objetivos estratégicos, orientada a maximizar el valor de los hidrocarburos del 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, 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 posibles 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, con ellas se superan diez 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 este 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; además de la creación de nuevos impuestos, cuyos importes son destinados a mejorar la calidad de vida de la colectividad.

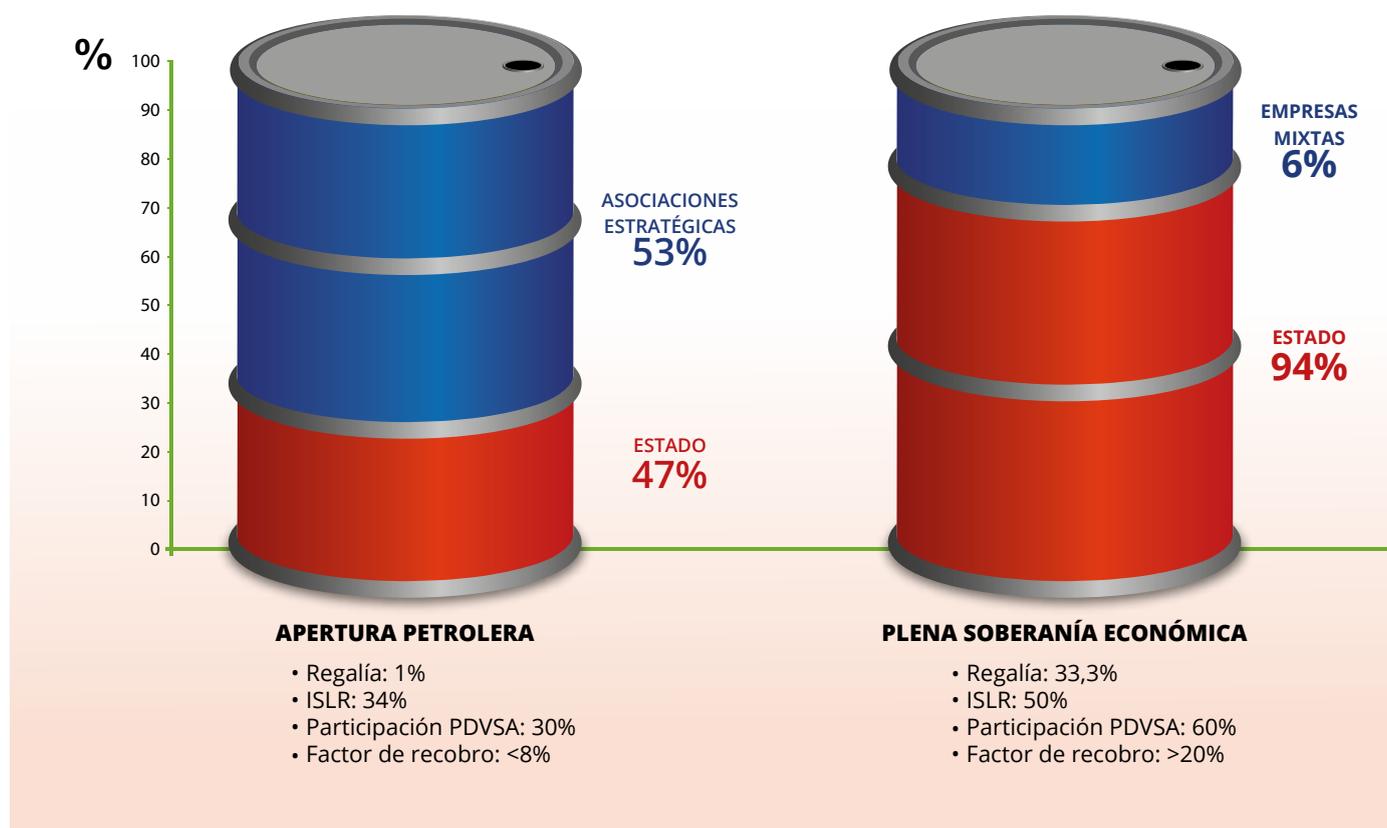
Otra característica importante del modelo de empresas mixtas está relacionada con la colocación en los mercados del petróleo extraído: este no podrá ser comercializado por terceras compañías. Aunque el recurso explotado será propiedad de las operadoras de las empresas mixtas, el hidrocarburo lo comercializará 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 han implementado una serie de impuestos adicionales; tal es el caso del denominado impuesto de ventajas especiales de 3,33% sobre los ingresos brutos y el impuesto destinado al desarrollo de proyectos 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 sean iguales, 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 2016 en materia impositiva, producto del cambio del esquema de negocio.



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.

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

TABLA • EMPRESAS MIXTAS CONSTITUIDAS HASTA 2016

Dirección Oriente	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País	
División Furrrial	Petroquirique, S.A. (Quiriquire)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España	
	Boquerón, S.A.	11/10/06	60,00	26,67	Boquerón Holdings	Holanda	
					13,33	PEI	Austria
Dirección Costa Afuera	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País	
División Costa Afuera	Petrowarao, S.A. (Pedernales)	09/08/06	60,00	40,00	PERENCO	Francia	
	Petrosucre, S.A.	19/12/07	74,00	26,00	ENI	Italia	
	Petrolera Paria, S.A.	19/12/07	60,00	32,00	SINOPEC	China	
					8,00	INE Oil & Gas INC	Venezuela
	Petrolera Güiria, S.A.	10/01/08	64,25	19,50	ENI	Italia	
				16,25	INE Oil & Gas INC	Venezuela	
Dirección Occidente	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País	
División Lago	Petroregional del Lago, S.A.	10/08/06	60,00	40,00	Shell	Holanda	
	Petrolindependiente, S.A.	11/08/06	74,80	25,20	Chevron	EE.UU.	
		27/12/07	69,00	26,35	Integra Oil and Gas SAS	Francia	
	Lagopetrol, S.A.				3,10	Ehcopek	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	Bielorrusia	
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	Suizum	Portugal	
					5,00	PFC	Venezuela
	Petroperijá, S.A.				17,50	PERENCO	Francia
		21/09/06	60,00	40,00	D.Z.O	Holanda	
	Petroway, S.A.	04/09/06	60,00	36,00	PETROBRAS	Brasil	
					4,00	Williams International Oil & Gas	EE.UU.
Petroundaneta, S.A.	03/04/12	60,00	40,00	Odebrecht E&P	España		

Dirección Occidente	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País
División Costa Oriental del Lago	Petrocabimas, S.A.	02/10/06	60,00	40,00	SEPCA	Venezuela
	Petrocumarebo, S.A.	24/10/06	60,00	40,00	PFC	Venezuela
	Petrozamora, S.A.	04/05/12	60,00	40,00	Gazprombank	Rusia
División Sur del Lago	Petroquiriquire, S.A. (Mene Grande)	21/08/06	60,00	40,00	REPSOL	España

Dirección Faja	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País
División Junín	Petrolera Indovenezolana, S.A.	08/04/08	60,00	40,00	ONGC	India
	Petrocedeño, S.A.	11/12/07	60,00	30,32	TOTAL	Francia
					9,68	Statoil
	Petro San Felix, S.A.	25/03/96	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	Italia
División Carabobo	Petrodelta, S.A.	03/10/07	60,00	40,00	DP Delta Finance B. V.	EE.UU.
	Petrolera Sinovensa, S.A.	01/02/08	60,00	40,00	CNPC	China
	Petromonagas, S.A.	21/02/08	60,00	40,00	Rosneft Energy GMBH	Rusia
	Petrocarabobo, S.A.	25/06/10	71,00	11,00	REPSOL Exploración, S.A.	España
				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	EE.UU.
				5,00	JCU	Reino Unido
			1,00	Suelopetrol	Venezuela	
Petrovictoria, S.A.	14/11/13	60,00	40,00	Rosneft	Rusia	
División Ayacucho	Petrokariña, S.A.	31/08/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	Invesora Mata	Venezuela
	Petroven-Bras, S.A.	04/09/06	60,00	29,20	PETROBRAS	Brasil
				10,80	Coroil	Venezuela
	Petroritupano, S.A.	04/09/06	60,00	22,00	PETROBRAS	Brasil
			18,00	VENEZUELA US	EE.UU.	

Dirección Faja	Empresa mixta	Fecha de constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País
División Ayacucho	Petronado, S.A.	15/09/06	60,00	26,00	CGC	Argentina
				8,36	Petroamazonas EP	Ecuador
				5,64	KNOC	Korea
	Petrocuragua, S.A.	18/10/06	60,00	12,00	OPEN	Venezuela
				28,00	CIP	Venezuela
	Petrozumano, S.A.	06/11/07	60,00	40,00	CNPC	China
	Petrolera Kaki, S.A.	28/11/06	60,00	22,67	INEMAKA	Venezuela
				17,33	Inversiones Polar S.A.	Venezuela
	Petrolera Vencupet	03/12/10	100,00	-	-	-
	Petrolera Sino-Venezolana, S.A. (Caracoles)	28/11/06	75,00	25,00	CNPC	China
	Petrolera Bielovenezolana, S.A. (Guara Este)	14/12/07	60,00	40,00	UEPB	Bielorusia
	Petropiar, S.A.	19/12/07	70,00	30,00	Chevron	EE.UU.
	Petrolera Venangocupet, S.A.	26/11/12	60,00	20,00	Comercial Cupet, S.A.	Cuba
			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, S.A., Petroguárico, S.A., operan campos fuera o en áreas limítrofes de la FPO Hugo Chávez. A pesar de no operar bloques de esta, reportan la producción a la Dirección Faja.

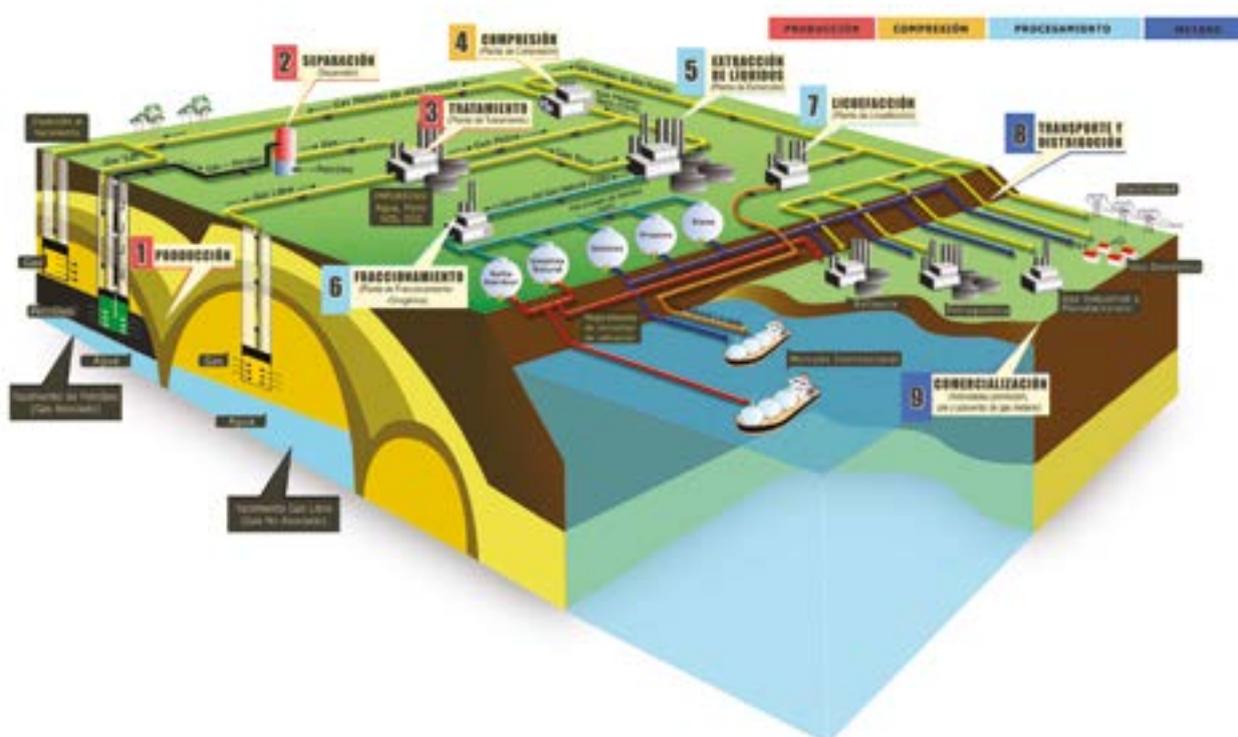


GAS

PDVSA GAS

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

GRÁFICO • 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

Para el año 2016 la producción de gas natural en el ámbito nacional, se ubicó en 7.926 MMPCD.

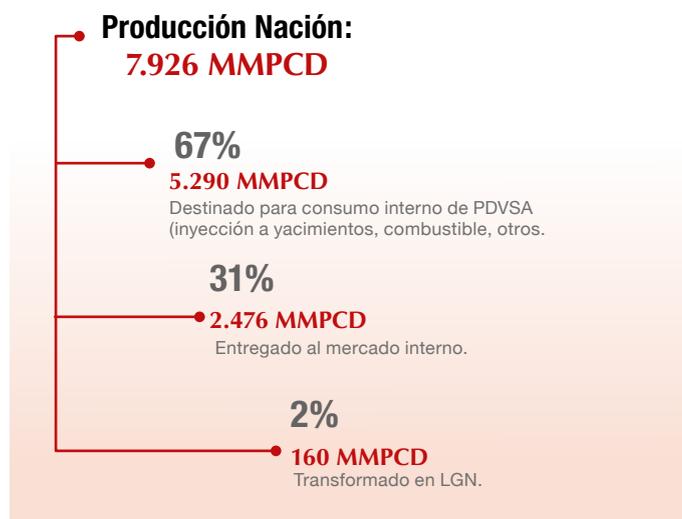
La siguiente tabla resume la producción y disponibilidad de gas natural, al 31 de diciembre de 2016:

TABLA • PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL (MMPCD)

Producción y disponibilidad de gas natural	Volumen (MMPCD)
Anaco	688
Occidente	4
PDVSA Gas	692
Oriente	4.976
Occidente	355
Faja	278
PDVSA Petróleo (EyP)	5.609
Oriente	70
Costa Afuera	44
Occidente	221
Faja	418
Nuevos Desarrollos	12
Empresas mixtas	765
Cardón IV	508
Cardón IV	508
Gas Guárico	72
Quiriquire Gas	136
Ypergas	125
Bielovenezolana	19
Licencias	352
Total producción nación	7.926

Consumo interno de gas

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



Líquido del gas natural (LGN)

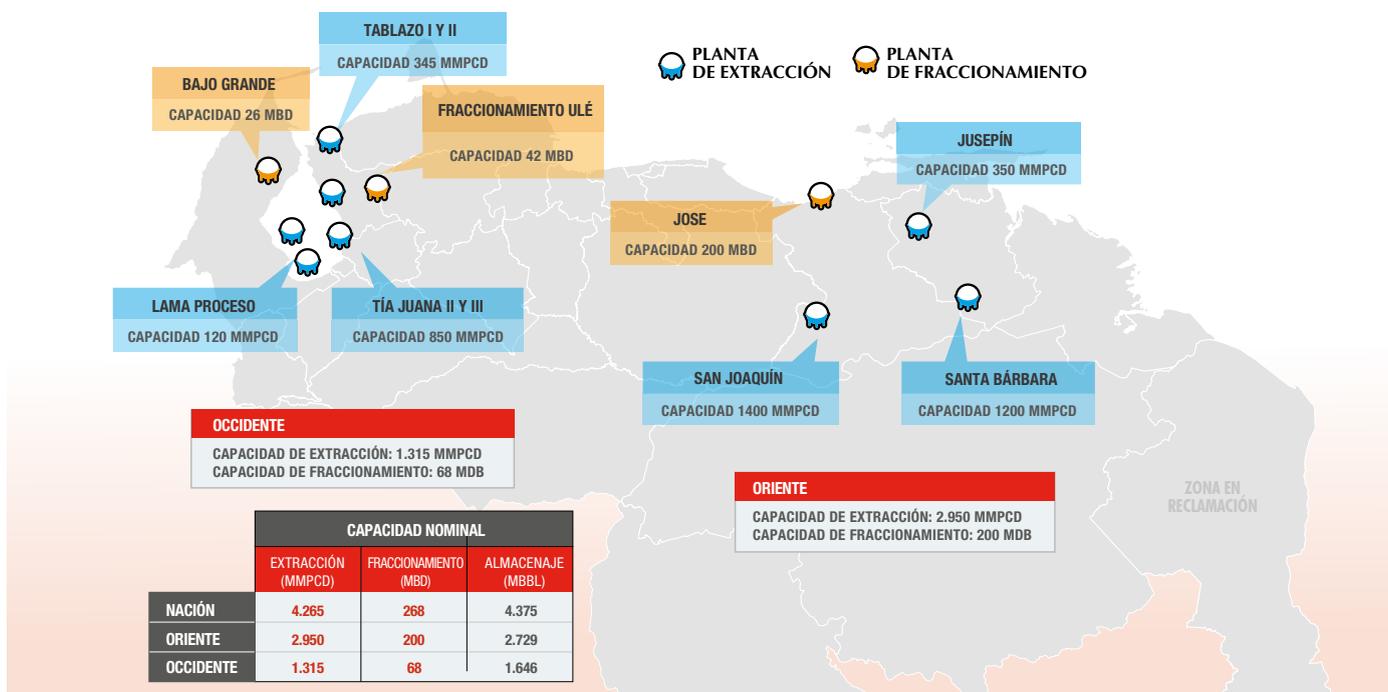
Al cierre del período se alcanzó una producción de 105 MBD y se realizaron compras de GLP por 26 MBD, obteniéndose una disponibilidad de 131 MBD.

TABLA • DISPONIBILIDAD LGN

LGN	MBD
Oriente	103
Occidente	2
Producción LGN	105
Refinerías (nacionales e isla)	2
Importación	24
Compras de GLP	26
Total disponible	131

Los procesos de extracción y fraccionamiento de LGN son llevados a cabo por PDVSA Gas en el territorio nacional, para lo cual cuenta con instalaciones en el oriente y occidente del país, tal y como se puede apreciar en la siguiente figura:

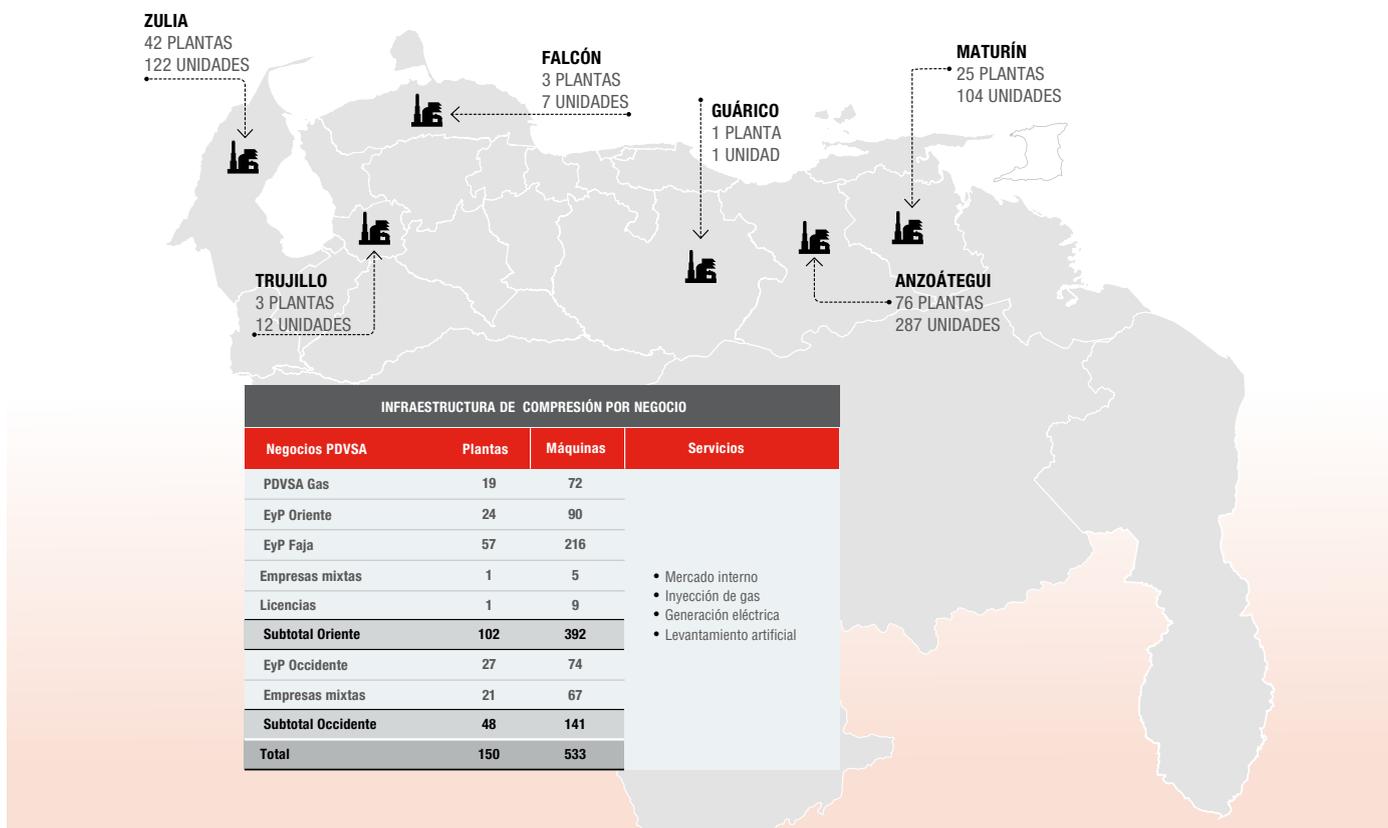
GRÁFICO • INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO DE LGN



Compresión de gas

Al cierre del período, la infraestructura de compresión de PDVSA estuvo conformada por 150 plantas y 533 unidades de compresión, distribuidas en el oriente y occidente del país, como se muestra en el gráfico anexo.

GRÁFICO • INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN



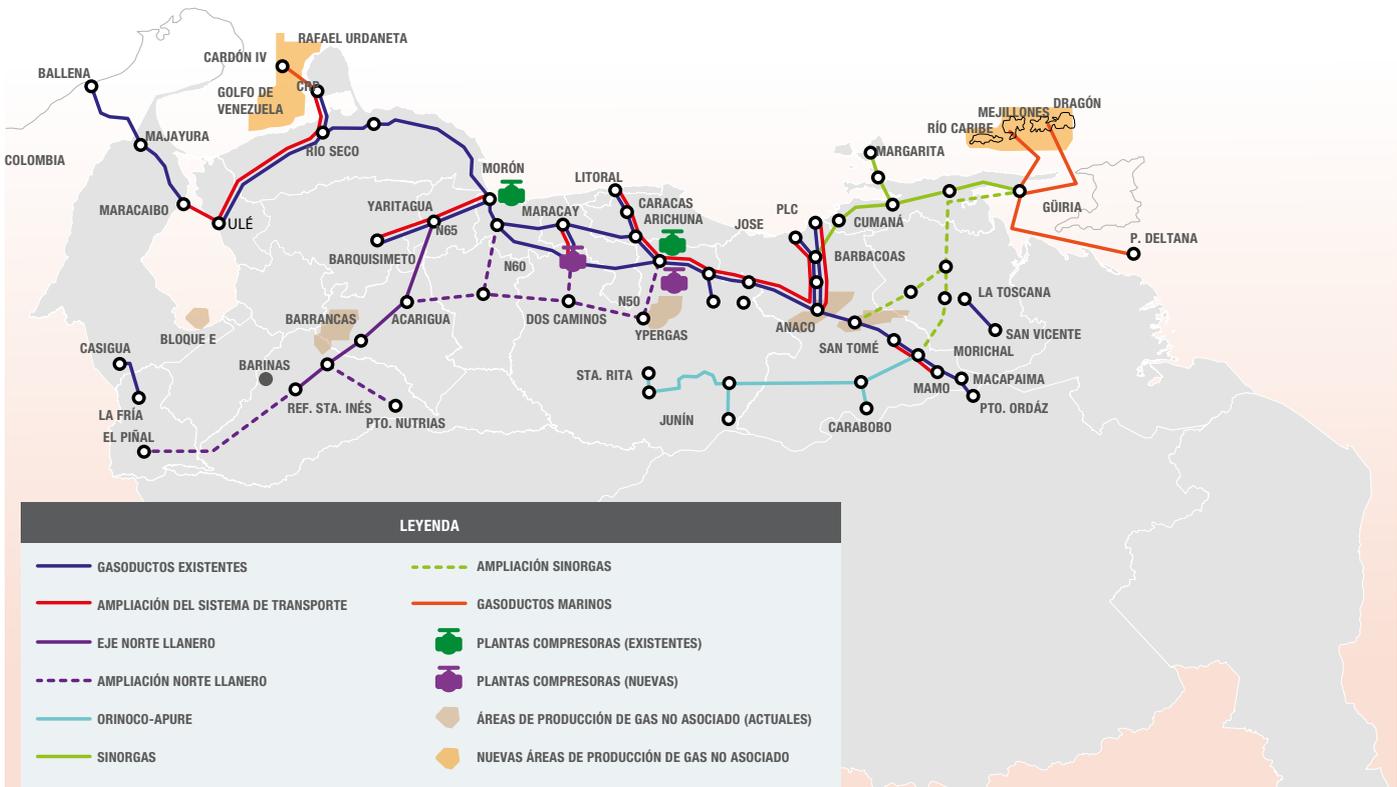
Transporte, distribución y comercialización

Gas

El transporte y la distribución del gas se realizan 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:

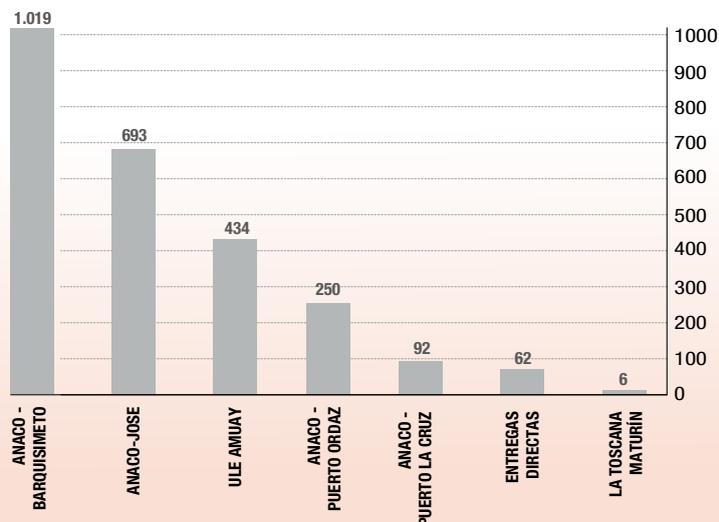
- Sistema Anaco – Barquisimeto - Río Seco.
- Sistema Anaco - Jose / Puerto La Cruz.
- Sistema Anaco - Puerto Ordaz.
- Sistema Toscana - San Vicente.
- Sistema Ulé - Amuay.
- Sistema transoceánico (Gasoducto Antonio Ricaurte).
- Sistema nororiental G/J José Francisco Bermúdez.
- Plantas compresoras Altagracia, Nueva Planta Compresora Altagracia y Morón.

GRÁFICO • INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN



Con esa infraestructura, se logró transmitir y distribuir un volumen promedio de 2.556 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.

GRÁFICO • VOLUMEN MANEJADO POR SISTEMAS DE TRANSPORTE 2.556 MMPCD



En cuanto a la comercialización del gas metano, al cierre del año 2016 se alcanzó una venta promedio de 2.476 MMPCD, distribuidos de la siguiente manera en los distintos sectores económicos en el ámbito nacional:

TABLA • VENTAS DE GAS POR SECTOR

Ventas de gas por sector	Volumen MMPCD	%
Eléctrico	1.061	42,9%
Petrolero	519	21,0%
Petroquímico	440	17,8%
Manufacturero	143	5,8%
Siderúrgico	122	4,9%
Distribuidor	106	4,2%
Cemento	45	1,8%
Aluminio	24	0,9%
Doméstico	12	0,5%
Autogas	4	0,2%
Total ventas	2.476	100%

LGN

Los productos fraccionados son distribuidos a diversos sectores nacionales e internacionales. Al cierre del año el volumen es de 131,3 MBD.

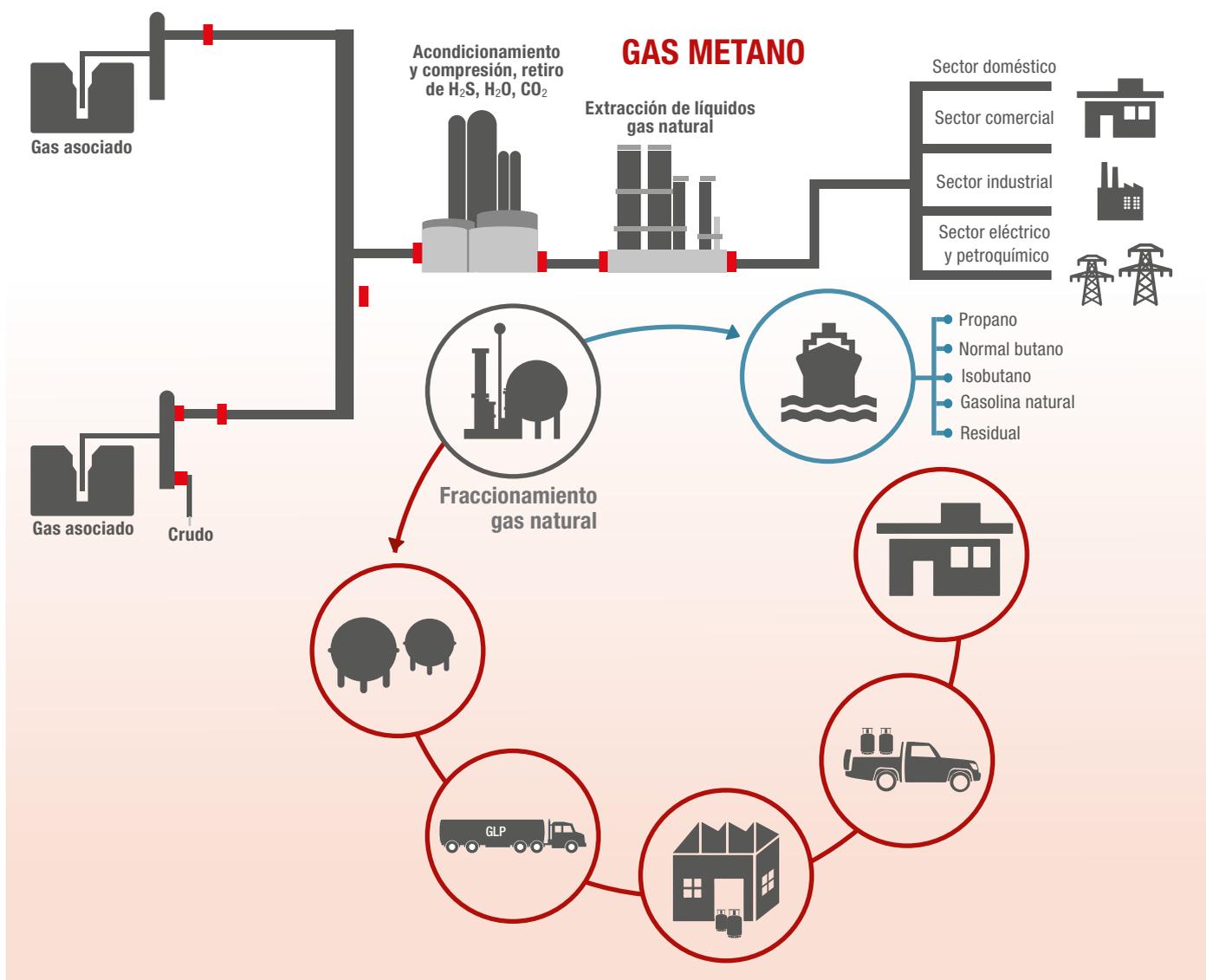
TABLA • VENTAS DE LGN POR SECTOR

Ventas LGN	MBD
Mercado interno	43
Pequiven	40
Filiales	43
Exportaciones PDVSA Gas	1,8
Exportaciones PDVSA Petróleo	3,2
Industrialización	0,3
Total	131,3

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, a través de la filial PDVSA Gas Comunal, que es la encargada del transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP, desde las plantas de llenado hasta el usuario final; así como también, la filial PDVSA Gas, que es la responsable de transportar gas metano a través de tuberías.

GRÁFICO • 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.

Durante el año 2016, PDVSA Gas Comunal distribuyó un total de 67.128.040 bombonas; se fabricaron/repararon 234.699 bombonas; se repararon 94.160 válvulas y se fabricaron/repararon 146 tanques de diferentes capacidades para uso residencial, comercial e industrial. Actualmente opera 66 plantas de llenado de GLP, de un total de 91 plantas en el territorio nacional, una flota de 434 chutos, 327 cisternas y 1.990 camiones para el despacho de bombonas y granel.

El mercado interno consumió un promedio de 45,88 MBD, lo que representa un crecimiento de 1,35% en relación con el año 2015. PDVSA Gas Comunal entregó 34,42 MBD (75%), permitiendo atender 4.876.580 hogares. En el sector privado se distribuyeron 11,46 MBD (25%), lo que representa 1.553.441 hogares atendidos.

Dentro de los logros más importantes de PDVSA Gas Comunal en el año 2016, se resaltan los siguientes:

- Construcción de plantas de llenado de GLP: durante el año 2016, se puso en marcha la mini planta de llenado de GLP, ubicada en Mérida, con capacidad de almacenamiento de 30.000 galones en su primera fase. Esta planta de llenado de GLP atenderá a 32.000 familias.
- Manufactura de interruptores: en 2016 se reactivó la planta de fabricación de interruptores INESLA, ubicada en el estado Lara, la cual ha fabricado un total de 31.399 interruptores, desde su reapertura.
- Empresa de Producción Social Directa Comunal (EPSDC): durante el año 2016, PDVSA Gas Comunal ha seguido orientando sus esfuerzos a transferir a las comunidades organizadas, el servicio de distribución de GLP; para ello, se han puesto en marcha 11 EPSDC ubicadas en los estados Lara, Anzoátegui, Aragua, Guárico, Distrito Capital, Carabobo, Cojedes, Táchira, Sucre, Trujillo y Falcón, teniendo a la fecha 111 EPSDC

en el territorio nacional. Estas distribuyen el 16% del GLP total distribuido por PDVSA Gas Comunal en el territorio nacional, atendiendo a 1.218.574 hogares.

- Sala Nacional de Control y Monitoreo: durante el año 2016, se fortaleció la sala situacional de PDVSA Gas Comunal, la cual tiene como objetivo elevar la capacidad de respuesta ante situaciones ordinarias y/o extraordinarias que se deriven de los procesos operativos de la cadena de valor de GLP.

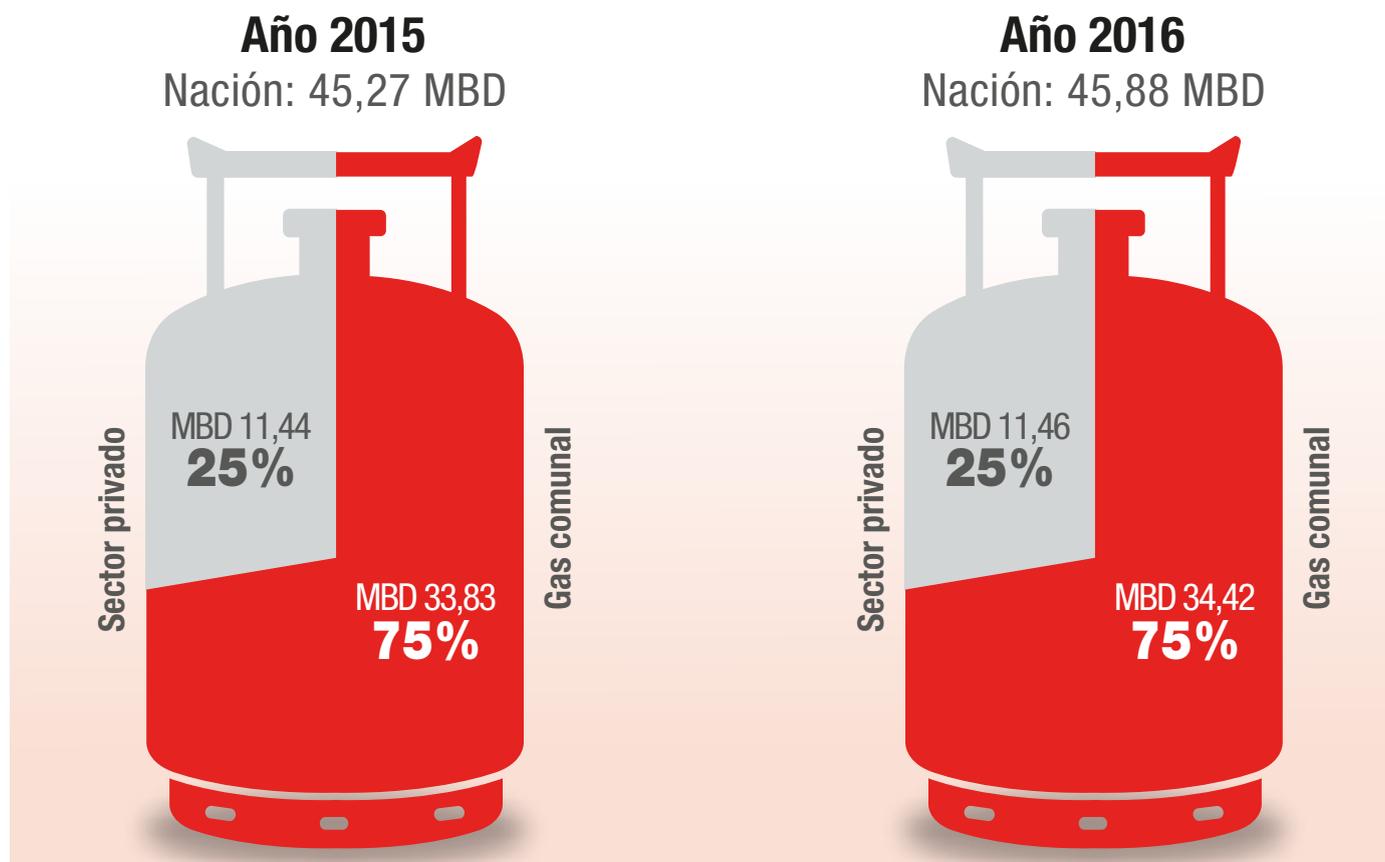
PDVSA Gas

A través de la Gerencia de Gas Doméstico, PDVSA GAS es la encargada del transporte, distribución y comercialización del gas metano por medio 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. Además, mantiene y opera de manera confiable la infraestructura correspondiente a la red de distribución del gas metano, que comprende 2.700 km de tubería, 9.923 válvulas de seccionamiento y 43.000 válvulas de acometidas en el territorio nacional; esto genera las factibilidades volumétricas de la red, que es el insumo indispensable para realizar la incorporación de nuevos usuarios a través de las obras ejecutadas por el proyecto de gasificación nacional.

Los programas de inversión, extensiones de red y construcción de acometidas desarrollados por la Gerencia de Gas Doméstico, se encuentran enfocados en el desarrollo y ampliación de la infraestructura de las redes de distribución, con el fin de incrementar la calidad de vida de las comunidades mediante de la ejecución de cambios globales a usuarios inicialmente suplidos por líquidos (GLP) y convertidos a metano. Los cambios globales están ligados al plan de desplazamiento de GLP, en el cual se identifican las oportunidades técnicas y volumétricas para cubrir las necesidades energéticas de la población, a través del suministro continuo, confiable y oportuno de gas metano por medio de las redes de distribución doméstica. Esto incide en el aprovechamiento eficiente y racional de la energía, en la cadena de valor de los hidrocarburos, tanto líquido como gaseoso, optimizando la matriz energética de consumo en el mercado interno, con el objetivo de contribuir a mediano y largo plazo en la reducción de gases de efecto invernadero.

Al cierre de 2016 PDVSA GAS, a través de la Gerencia de Gas Doméstico, cuenta con un registro nacional de 327.173 usuarios facturados, de los cuales, 322.881 (98,68%) son de uso residencial y 4.292 (1,32%) son de uso comercial. Del universo de usuarios registrados en la Gran Caracas están ubicados 294.991 (90,16%); discriminados en 290.770 de uso residencial (98,56%) y 4.221 (1,44%) de uso comercial.

GRÁFICO • MERCADO INTERNO - VOLUMEN DISTRIBUIDO EN MBD





REFINACIÓN

REFINACIÓN

Capacidad de refinación

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial fue de 2.491 MBD para el año 2016.

TABLA • CAPACIDAD DE REFINACIÓN (MBD)

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	Capacidad de refinación	
			Capacidad nominal (MBD)	Participación neta PDVSA (MBD)
Venezuela				
CRP, Falcón (Amuay, Cardón y Bajo Grande)	PDVSA	100	971	971
Puerto La Cruz, Anzoátegui (RPLC, San Roque)	PDVSA	100	192	192
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
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
Sweeny, Texas	PDV Sweeny ⁵	50	110/58	55/29
Total Estados Unidos			749	749
Europa				
Nynäshamn, Suecia	Nynäs ⁶	50	29	15
Gothenburg, Suecia	Nynäs ⁶	50	11	5
Hamburg, Alemania	Nynäs ⁶	50	27	13
Eastham, Inglaterra	Nynäs ⁶	25	18	5
Total Europa			85	38
Total mundial			2.606	2.491

1. Arrendado en 1985 por 20 años. En 1994 se llevó a cabo una renegociación, en la cual se extiende el período de arrendamiento hasta el año 2019.

2. Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.

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

4. Una empresa mixta con Refidomsa.

5. Una empresa mixta con Conoco Phillips.

6. Una empresa mixta con Neste Oil AB.

Refinación nacional

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

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional para 2016, fue de 654 MBD (se descuenta la transferencia de 4 MBD de residual al crudo procesado en la Refinería El Palito, proveniente de la Refinería Puerto La Cruz). Adicionalmente, se recibieron 156 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas (se descuenta transferencia entre refinерías, de 77 MBD). Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 810 MBD de productos, de los cuales 227 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 210 MBD a jet y destilados, 257 MBD residuales, 11 MBD asfaltos, 3 MBD a lubricantes y 102 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, conformada por las refinерías: Amuay, con una capacidad de 645 MBD y Cardón, con una capacidad de 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 2016, fue de 435 MBD. Por otra parte, se recibieron 93 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 528 MBD de productos, de los cuales 136 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 148 MBD a jet y destilados, 152 MBD a residuales, 11 MBD a asfaltos, 3 MBD a lubricantes y 78 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en el CRP, 52% se destinó al mercado interno y 48% al mercado de exportación, con despacho de productos a países del Caribe, Centroamérica 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 (RPLC), 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; esta es la única refinерía de producción de parafinas en el país.

El volumen de crudo procesado en la RPLC/SRQ para 2016, fue de 151 MBD. Además, se recibieron 44 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 195 MBD de productos, de los cuales 59 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 40 MBD a jet y destilados, 80 MBD a residuales y 16 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este complejo de refinación, se destina 42% al mercado local y 58% 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 (RELP)**

La Refinería El Palito se encuentra ubicada en el estado Carabobo, posee una capacidad de procesamiento de 140 MBD de crudo mediano.

El volumen de crudo procesado en la RELP en 2016, fue de 72 MBD. Adicionalmente, se recibieron 96 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 168 MBD de productos, de los cuales 74 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 53 MBD a jet y destilados, 35 MBD a residuales y 6 MBD a otros productos.

De los productos obtenidos en este complejo de refinación, se destina 83% al mercado local y 17% para el mercado de exportación, dirigido a los países de América y Asia.

Refinación internacional

A través de sus negocios internacionales, PDVSA logró procesar en el año 2016 un volumen de crudos de 902 MBD, de los cuales 376 MBD fueron suministrados por PDVSA. Igualmente, se recibieron 125 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos procesados fue de 1.027 MBD, de los cuales 427 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 366 MBD a jet y destilados, 98 MBD a residuales, 12 MBD a asfalto, 7 MBD a lubricantes y 117 MBD a otros productos y especialidades.

Para el año 2016 se redujo la participación accionaria de PDVSA en los negocios de refinación en el exterior, al concretarse la venta de Chalmette Refining LLC, en octubre de 2015 y HOVENSA en febrero de 2016.

A continuación se presentan las capacidades de refinación y los volúmenes totales procesados en cada una de las refinerías internacionales en donde PDVSA tiene participación accionaria:

Norteamérica

- **CITGO Petroleum Corporation**

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

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

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

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

En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD. En 2016 el volumen de crudo procesado en CITGO fue de 693 MBD. Adicionalmente, se recibieron 108 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 801 MBD de productos, de los cuales 371 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 302 MBD a jet y destilados, 30 MBD a residuales, 98 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, en 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.

Caribe

- **Refinería Isla**

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 en la cual se acordó una extensión del arrendamiento, hasta el año 2019.

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD y 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 2016 el volumen de crudo procesado fue de 156 MBD y se recibieron 9 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 165 MBD de productos, de los cuales 50 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 46 MBD a jet y destilados, 52 MBD a residuales, 2 MBD a asfalto, 2 MBD a lubricantes y 13 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 la Refinería Cienfuegos en diciembre de 2007, con capacidad para procesar 65 MBD de crudo.

En 2016 el volumen de crudo procesado en la refinería fue de 27 MBD y se obtuvieron 5 MBD de gasolinas y naftas, 10 MBD de jet y destilados y 12 MBD de residuales.

- **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 tiene una capacidad instalada de 35 MBD. El volumen de crudo procesado en 2016 fue de 21 MBD y se obtuvo una producción de 3 MBD de gasolinas y naftas, 4 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, a través de PDV Caribe, S.A., PDVSA 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% del Gobierno Dominicano y 49% por PDV Caribe, S.A.

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

El volumen de crudo procesado en Refidomsa en 2016, fue de 23 MBD, y se obtuvo una producción de 5 MBD de gasolinas y naftas, 11 MBD de jet y destilados, 6 MBD de residuales y 1 MBD de otros productos.

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.

El contrato existente de suministro de crudo entre PDVSA y Nynas se renovó en noviembre de 2016.

En 2016 el volumen de crudo procesado en Nynas fue de 39 MBD. Adicionalmente, se recibieron 15 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de crudos e insumos se obtuvieron 54 MBD de productos, de las cuales 11 MBD corresponden a jet y destilados, 4 MBD a residuales, 20 MBD a asfalto, 11 MBD a lubricantes y 8 MBD a otros productos y especialidades.

TABLA • BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL (MBD)

	2016 MBD		2015 MBD		2014 MBD	
Capacidad total de refinación	2.606		3.236		3.267	
Participación de PDVSA en la capacidad	2.491		2.807		2.822	
Alimentación a refinación						
Crudo - suministrado por PDVSA						
Liviano	206	11%	284	13%	332	15%
Mediano	450	25%	596	27%	639	29%
Pesado	374	21%	473	21%	417	19%
Subtotal	1.030	57%	1.353	61%	1.388	63%
Crudo - suministrado por terceros						
Liviano	368	20%	374	17%	283	13%
Mediano	5	-	15	1%	58	3%
Pesado	153	9%	210	9%	209	10%
Subtotal	526	29%	599	27%	550	26%
Otros Insumos						
Suministrados por PDVSA	165	9%	155	7%	155	7%
Suministrados por terceros	116	6%	147	7%	129	6%
Total transferencias ⁴	-37	-2%	-40	-2%	-38	-2%
<i>Gasolinas / naftas</i>	-28	-2%	-32	-1%	-34	-
<i>Destilados</i>	-8	-	-8	-	-4	-
<i>Otros</i>	-1	-	-	-	-	-
Subtotal	244	14%	262	12%	246	11%
Alimentación total a refinación						
Suministrado por PDVSA ¹	1.195	66%	1.508	68%	1.543	70%
Suministrado por terceros	642	36%	746	34%	679	32%
Transferencias	-37	-2%	-40	-2%	-38	-2%
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN	1.800	100%	2.214	100%	2.184	100%
Factor de utilización ²	63%		70%		77%	
Total gasolinas/naftas	627	35%	743	34%	760	35%
<i>Gasolinas / naftas</i>	655	36%	775	35%	794	-
<i>Gasolinas / naftas transferidas⁴</i>	-28	-2%	-32	-1%	-34	-
Total destilados	569	32%	480	22%	693	32%
<i>Destilados</i>	577	32%	488	22%	697	-
<i>Destilados transferidos⁴</i>	-8	-	-8	-	-4	-
Residual de bajo azufre	85	5%	316	14%	104	5%
Residual de alto azufre	218	12%	249	11%	316	14%
Asfalto	23	1%	31	1%	25	1%
Total lubricantes	10	1%	14	1%	13	1%
<i>Lubricantes</i>	10	1%	14	1%	13	-
<i>Lubricantes transferidos⁴</i>	-	-	-	-	-	-
Petroquímicos	41	2%	48	2%	53	2%
Total otros	225	13%	340	15%	236	11%
<i>Otros</i>	226	13%	340	15%	236	-
<i>Otros transferidos⁴</i>	-1	-	-	-	-	-
Total producido	1.798	100%	2.221	100%	2.200	101%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	2	-	-7	-	-16	-1%
TOTAL PRODUCIDO	1.800	100%	2.214	100%	2.184	100%

¹PDVSA aportó 66%,68% y 70% de los requerimientos totales de crudo e insumos a las refinerías en las que posee participación, para los años 2016,2015 y 2014, respectivamente.

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

³La participación de PDVSA en la gama de productos.

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



COMERCIO Y SUMINISTRO

COMERCIO Y SUMINISTRO

Durante el año 2016, el precio de la Cesta Venezuela se ubicó en 35,15 US\$/Bl, 9,5 US\$/Bl por debajo del promedio del año 2015, cuando cerró en 44,65 US\$/Bl, lo cual representó una caída de 21% del precio promedio alcanzado en el año 2015. A pesar de un incremento de la demanda en 1,25 MMBD con respecto al año 2015, de acuerdo con cifras de la OPEP, el año 2016 se caracterizó por un exceso de suministro de crudo a nivel global, que trajo como consecuencia el crecimiento de los inventarios de crudos a sus máximos históricos.

De acuerdo con la misma fuente, después del levantamiento de las sanciones impuestas por países de occidente a Irán, el total de producción de crudo de los países pertenecientes a la organización alcanzó la cifra de 32,42 MMBD, mostrando signos de aumento de producción en un 3% con respecto al promedio del año 2015. Por otra parte, los países que no pertenecen a la OPEP totalizaron una caída de su nivel de producción de 1,2% respecto al año 2015, para ubicarse en 57,14 MMBD promedio en el año 2016. Las cifras de crecimiento de producción que mostraron los países como Rusia y Noruega, fueron mermadas por las caídas de producción principalmente de EE.UU., Canadá, China, México, entre otros. Asimismo, el levantamiento de las restricciones de exportación de crudo por parte del gobierno de Estados Unidos, en diciembre 2016, incrementó la oferta de crudo a un mercado ya sobreadabastecido. Finalmente, la alta tasa de utilización del sistema de refinación durante el año 2015 y primera parte del año 2016, llevaron a incrementar a niveles récord los inventarios de productos en todas las regiones (Norteamérica, Europa y Asia).

Para el cierre del año 2016, los precios del petróleo se han ido recuperando tras una caída de más de dos años, desde que la OPEP, que responde por un tercio de la producción global de crudo, llegó a un acuerdo para reducir la producción

hasta 1,2 millones de barriles diarios. Esta disminución es respecto a los niveles de producción reportados en agosto; la nueva cifra de producción es de 32,5 MMBD. El recorte es efectivo por un período de seis meses, desde el 1° de enero de 2017. A PDVSA le corresponde disminuir 95 mil barriles diarios. Con este acuerdo, se espera disminuir la oferta de crudo y obtener a corto plazo un alza en los precios para el crudo venezolano.

Exportaciones de hidrocarburos

En el año 2016, a nivel volumétrico las exportaciones de crudos y productos alcanzaron un total de 2.189 MBD, de los cuales 1.818 MBD (83%) corresponden a crudo y 371 MBD (17%) a productos refinados.

A continuación se indica la distribución de las exportaciones por destino de crudos y productos refinados:

- Exportación de crudo y productos (2.189 MBD): Asia: 1.010 MBD (46%); Norteamérica: 805 MBD (36,5%); Caribe: 254 MBD (12%); Europa: 86 MBD (4%); Suramérica 14 MBD (0,6%); Centroamérica: 2 MBD (0,1%); África y otros destinos: 18 MBD (0,8%).
- Exportación de crudo (1.818 MBD): Asia: 817 MBD (45%), Norteamérica: 734 MBD (40%), el Caribe: 202 MBD (11%), Europa: 65 MBD (4%).
- Exportación productos refinados y LGN (371 MBD): Asia: 193 MBD (52%); Norteamérica: 71 MBD (19%); Suramérica: 14 MBD (3%); el Caribe: 52 MBD (14%); Europa: 21 MBD (6%); África y otros destinos: 18 MBD (5 %) y Centroamérica 2 MBD (1 %).

La exportación de crudos y productos se distribuyó de la siguiente forma:

TABLA • EXPORTACIONES POR DESTINO MBD

Destino	Petróleo		Productos		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Total	1.818	1.950	371	476	2.189	2.425
Norteamérica	734	733	71	71	805	804
EEUU Continental	734	731	69	70	803	801
Canadá	-	2	-	-	-	2
México	-	-	2	1	2	1
Caribe Insular	202	255	52	31	254	286
Curazao	122	136	9	5	131	141
Aruba	18	7	-	3	18	10

Destino	Petróleo		Productos		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Bahamas	13	-	-	1	13	1
Bonaire	-	-	0,3	0,2	0,3	0,2
Cuba	45	87	24	4	69	91
Antigua	-	-	-	0,1	-	0,1
Dominica	-	-	-	0,001	-	0,001
Jamaica	2	18	1	1	3	19
Puerto Rico	-	-	3	5	3	5
República Dominicana	-	7	3	9	3	16
San Cristóbal y Nieves	-	-	-	0,003	-	0,003
San Croix	-	-	2	-	2	-
San Eustaquio	-	-	10	3	10	3
Santa Lucía	2	-	-	-	2	-
Centroamérica	-	6	2	4	2	10
Honduras	-	-	-	0,1	-	0,1
Nicaragua	-	6	2	4	2	10
Suramérica	-	4	14	33	14	37
Argentina	-	-	1	0,6	1	0,6
Brasil	-	-	12	31	12	31
Colombia	-	-	1	1	1	1
Uruguay	-	4	-	0,6	-	4,6
Europa	65	150	21	33	86	183
Alemania	7	-	1	-	8	-
Bélgica	7	4	1	1	8	5
Chipre	-	-	1	-	-	-
Croacia	-	-	1	-	-	-
España	8	58	2	-	10	58
Francia	13	-	-	0,2	13	0,2
Grecia	-	-	1	3	1	3
Holanda	-	7	12	14	12	21
Italia	-	51	2	12	2	63
Reino Unido	4	8	0,3	1	4	9
Rusia	3	-	-	-	3	-
Suecia	23	22	-	-	23	22
Otros	-	-	-	2	-	2
Asia	817	802	193	282	1.010	1.084
China	354	316	40	84	394	400
Corea	-	-	0,4	-	0,4	-
Emiratos Árabes Unidos	-	2	-	-	-	2
India	429	415	-	-	429	415
Japón	5	8	-	-	5	8
Libano	-	-	-	4	-	4
Malasia	24	40	10	5	34	45
Singapur	-	5	132	177	132	182
Tailandia	5	16	-	-	5	16
Turquía	-	-	11	12	11	12
África	-	-	11	13	11	13
Angola	-	-	-	1,6	-	1,6
Egipto	-	-	4	4	4	4
Ghana	-	-	0,4	-	0,4	-
Marruecos	-	-	6	6,5	6	6,5
Kenya	-	-	-	0,5	-	0,5
Senegal	-	-	0,4	0,6	0,4	0,6
Togo	-	-	0,5	-	0,5	-
Otros	-	-	7	8	7	8
Commerchamp	-	-	7	8	7	8

A continuación se indica la distribución de las exportaciones por tipos de crudo y productos refinados:

TABLA • EXPORTACIONES POR TIPO DE CRUDO Y PRODUCTO

Contratos (MBD)	2016	2015	2014	2013	2012
Total petróleo y productos	2.189	2.425	2.357	2.425	2.568
Petróleo	1.818	1.950	1.897	1.935	2.060
Liviano	25	114	228	287	358
Mediano	94	119	85	110	202
Pesado y extrapesado	1.421	1.393	1.235	1.199	1.220
Mejorado y pesado	278	324	349	339	280
Productos	371	475	460	490	508
Fuel oil	230	279	254	284	261
Naftas/gasolinas	32	56	53	36	39
Diesel/gasoleos destilados	25	15	14	6	41
Asfalto	8	7	5	6	7
Kerosen/turbocombustible/jet	27	45	49	60	57
Coque y azufre	23	37	37	35	37
Otros productos	21	31	31	41	38
LGN	5	5	17	22	28

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 5,1 millones de galones de lubricantes terminados (equivalente a 121,8 MBl) en el año 2016; 96,2 millones de galones de combustibles gasolina y diesel (equivalente a 2.291 MBl) y 1,5 millones de galones entre asfaltos y bases lubricantes (equivalente a 36,1 MBl), conjuntamente con las filiales internacionales (99% Commercit – 1% Tradecal), PDV Ecuador, S.A., PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes, Ltda. y PDV Guatemala Ltd. Esto representa un aumento volumétrico en el total de productos de 13,09 millones de galones, en relación con el año 2015.

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 el año 2016 hubo una leve disminución, específicamente en la renovación del Tramo A y B, en concordancia con el lineamiento de diversificación de nuestros mercados.

En la siguiente tabla se muestra el volumen entregado por contrato durante el período 2007-2016:

TABLA • VOLUMEN DE SUMINISTRO FONDO CHINO

Contratos (MBD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	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	285	251
Renovación Tramo A y B	-	-	-	-	195	199	190	181	248	120	189
Fondo Tramo C	-	-	-	-	-	-	5	71	96	100	68
Total	89	86	215	387	415	451	485	477	627	505	374

Mercado nacional

Ventas de hidrocarburos en el mercado interno

Durante el año 2016, a nivel volumétrico se vendieron 510 MBD de productos refinados y gas natural licuado. Esto significa 84 MBD menos en comparación con el 2015, en el cual, se vendieron 594 MBD. La disminución en el consumo interno obedece principalmente al plan de lucha contra el contrabando de extracción de combustible que adelanta el Ejecutivo Nacional y al ajuste de precios realizado en febrero de 2016.

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 2012 hasta el año 2016.

TABLA • VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO 2012-2016

	2016	2015	2014	2013	2012
Líquidos (MBD)	510	594	663	703	681
Gas natural licuado	83	86	90	91	89
Productos refinados	427	508	573	612	592
Gasolinas para automóviles	230	259	283	299	301
Gasóleos y destilados	160	208	239	249	216
Residual	15	19	28	37	46
Asfaltos	3	6	8	9	10
Kerosene/turbocombustibles/jet A-1	12	5	7	7	6
Aceites, lubricantes y grasas	3	5	4	4	5
Naftas	0,2	-	0,4	-	4
Azufres y otros químicos	1	2	1	2	1
Otros ¹	3	4	3	5	3
Gas natural (MBpe)	241	278	231	247	265
Total líquidos y gas natural (MBpe)	751	872	895	950	946
Gas natural (MMPCD)	1.400	1.613	1.388	1.432	1.537
Gas natural (\$/MMPCD)	0,81	0,93	2,51	0,68	0,82
Líquidos (\$/Bls)	5,80	8,18	7,36	4,15	4,78

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

Nota: los datos no incluyen a Commerchamp.

Expendios de combustibles en el ámbito nacional

El número y estatus de los expendios de combustibles se distribuyen de la siguiente manera:

TABLA • EXPENDIOS DE COMBUSTIBLE

Distrito	Blancas ¹	PDV/PDVSA	Total EE/CC	EE/CC activas	EE/CC no activas ²
Andes	83	111	194	183	11
Centro	233	344	577	528	49
Guayana	26	98	124	115	9
Metropolitana	116	147	263	217	46
Occidente	119	235	354	341	13
Oriente	138	153	291	274	17
Total	715	1.088	1.803	1.658	145

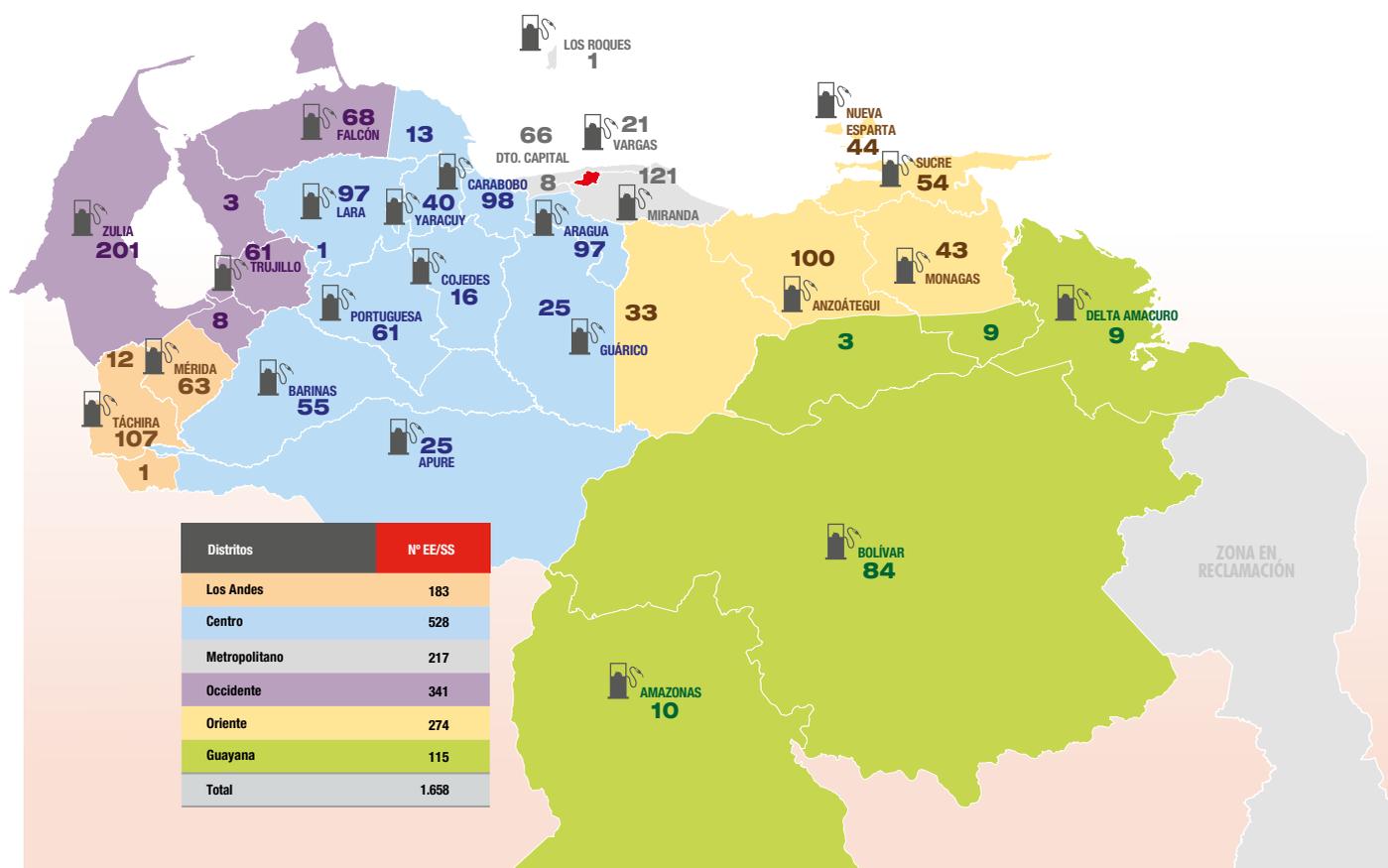
¹ Son EE/CC independientes que son surtidas de combustibles por PDVSA.

² Son EE/CC que se encuentran cerradas temporalmente por mantenimientos, remodelaciones, etc.

Al cierre de 2016 operaban 1.658 estaciones de servicio activas para la comercialización de combustibles; cifra que se compara con las 1.680 estaciones de servicio del año 2015. Esta variación se debe a mantenimientos mayores realizados a dichas estaciones, durante el año 2016.

A continuación se muestra la ubicación geográfica de los expendios de combustibles:

GRÁFICO • INFRAESTRUCTURA DE EXPENDIOS DE COMBUSTIBLE 2016

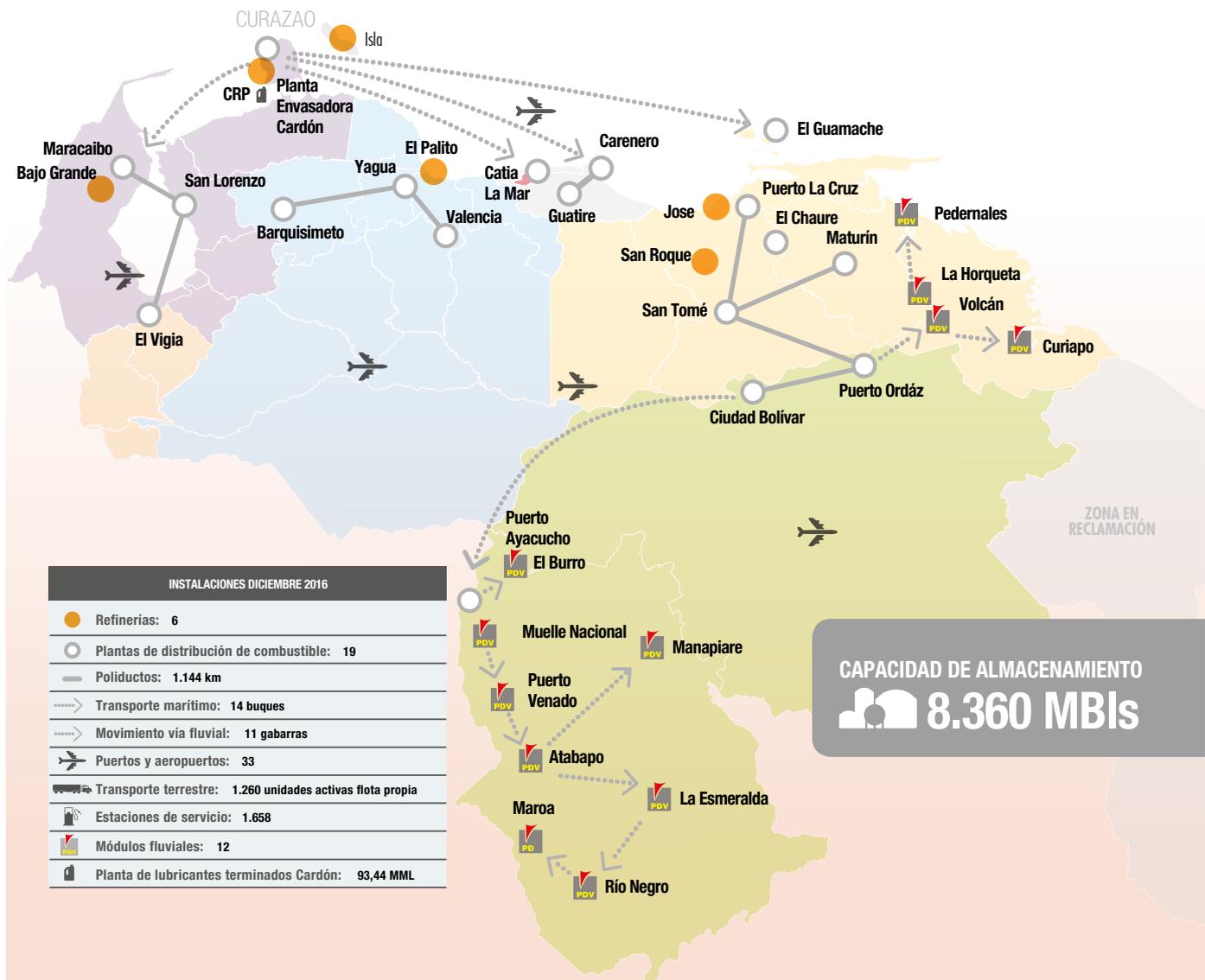


Sistema de transporte, almacenamiento y distribución

Para la comercialización en el mercado nacional, la capacidad de almacenamiento instalada es de 8,36 MMBls. Además, 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 se cuenta con una planta envasadora de lubricantes terminados para los sectores automotor, industrial y eléctrico, con una capacidad instalada de 3,86 MBD.

A continuación se muestra la ubicación geográfica de los sistemas de transporte y almacenamiento de combustibles:

GRÁFICO • SISTEMA DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN



Proyecto Autogas

• Construcción de puntos de expendio

Para el suministro al detal del gas vehicular, se culminó durante el año 2016 la construcción de un punto de expendio. Actualmente se dispone de 317 puntos de expendio en estaciones de servicios en el ámbito nacional.

• Conversión de vehículos al sistema bi-combustible

Para realizar la conversión de los vehículos al sistema dual de combustible, se dispone de 23 centros de conversión operativos (ocho centros de conversión fijos y 15 centros de conversión móviles).

En el año 2016 se realizó la conversión de 794 vehículos al sistema bi-combustible, de los cuales 500 fueron producidos por las empresas ensambladoras y comercializadoras y 294 fueron convertidos en los centros correspondientes.

• Consumo de Gas Natural Vehicular (GNV) en el ámbito nacional

El consumo de GNV durante el año 2016, fue de 61.481.170 m³, lo cual representa un incremento de 5% con respecto al año 2015, cuando el consumo alcanzó 58.560.511. La cantidad de GNV consumido en el año 2016 liberó un volumen equivalente de 1,61 MBD de gasolina.





TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS

TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS

Suministro y logística

Durante el año 2016, se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos de PDVSA, en los mercados nacional e internacional. La actividad naviera se desenvuelve con 72 buques pertenecientes a la flota propia y contratada de PDVSA. La flota propia está conformada por 25 buques activos de PDV Marina (21 buques 100% PDV Marina, dos buques de CV Shipping, empresa mixta conformada por PDV Marina y Petrochina Internacional y dos buques de Transalba, empresa mixta cubano-venezolana), 30 tanqueros contratados con diferentes empresas mixtas y aliadas y 17 buques de terceros. Estos 72 buques movilizaron un total de 462 MMBls de hidrocarburos en el año.

El volumen movilizado de productos negros (crudos y residuales) en el año 2016, fue de 319 MMBls. Del total, 253 MMBls (79%) fueron movimientos de Almacenamiento en el exterior (Almaex) y exportación, 50 MMBls (16%) fueron movimientos de cabotaje y 16 MMBls (5 %) fueron movimientos de insumos para IFO 308.

El volumen movilizado de productos blancos (gasolinas, naftas, combustible *residual fuel oil*, kerosene y otros) fue de 125 MMBls. Del total, 92 MMBls (74%) fueron movimientos de cabotaje, 15 MMBls (12%) fueron movimientos de Almaex y exportación y 18 MMBls (14 %) para movimientos de insumos desde la Refinería Isla.

El volumen de productos de especialidades y GLP movilizados en el año 2016, fue de 18 MMBls. Del total, 11MMBls (61%) correspondieron a movilización de insumos; 5 MMBls (28%) a cabotaje y 2 MMBls (11%) fueron movimientos de exportación.

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, los cuales se encuentran en óptimas condiciones operacionales y proporcionan a la industria una racionalización y optimización de recursos.

PDV Marina

En relación con las actividades operacionales, comerciales y técnicas de la filial PDV Marina, estas fueron desarrolladas de manera ininterrumpida y confiable. Se garantizó el suministro de hidrocarburos en los mercados nacional e internacional, tanto de PDVSA como de la empresa Petrochina Internacional. El volumen total movilizado fue de 198 MMBls. Los volúmenes transportados por PDV Marina que pertenecen a PDVSA, se realizaron a través de 25 buques. De estos 21, pertenecen a PDV Marina (Yare, Terepaima, Paramaconi, Tamanaco, Negra Matea, Negra Hipólita, Manuela Sáenz, Luisa Cáceres, Guanoco, Eos, Ícaro, Hero, Nereo, Parnaso, Proteo, Teseo, Zeus, Río Orinoco, Río Arauca, Río Apure y Río Caroní) y dos pertenecen a la empresa mixta CV Shipping (VLCC Ayacucho, VLCC Carabobo). Los volúmenes transportados por PDV Marina pertenecientes a la empresa PetroChina Internacional, se realizaron a través de dos buques tanques de la empresa mixta CV Shipping (VLCC Boyacá, y VLCC Junín)

En lo relativo a la flota de remolcadores, fueron adquiridas dos nuevas unidades (Magnolia y Bromelia) para 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.

En el mismo orden de ideas, se adquirieron tres lanchas de amarre (Cedro, Nogal y Saman), lo cual permite afianzar la operatividad de las maniobras de atraque y desatraque en las plataformas y monoboyas en el Terminal de Jose.

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

Se realizó el programa de reentrega de 17 unidades menores contratadas, que fueron reemplazadas por unidades propias. Esta sustitución permitió ahorrar divisas a la empresa y avanzar en el fortalecimiento de nuestra soberanía. Asimismo, se amplía la operatividad de las maniobras de atraque y desatraque de buques en muelles de PDVSA. Las unidades reemplazadas son las siguientes:

- Ocho remolcadores: Eagle, Champion, Virgen del Valle, Sigma, Annie, Svitzer Burondi, Svitzer Honour, Svitzer Honesty.
- Siete lanchas: Iris, Ryan, Tormenta, Ram I, Costa Azul VII, Andrés I y Bárbara.
- Un moto empujador: Panare.
- Una gabarra: Río Manamo.

A continuación se muestran los volúmenes de hidrocarburos transportados durante el año 2016, tanto en el ámbito nacional como en el internacional.

TABLA • VOLÚMENES TRANSPORTADOS AÑO 2016 (BARRILES)

Flota	Productos blancos	Asfalto	Productos negros	Total
PROPIA	13.602.803	266.908	37.522.067	51.391.778
LAKEMAX	-	-	52.749.175	52.749.175
SUEZMAX	-	-	36.908.969	36.908.969
VLCC	-	-	56.710.039	56.710.039
FLUVIAL	276.680	-	-	276.680
Total barriles	13.879.483	266.908	183.890.250	198.036.641

PDVSA Naval

PDVSA Naval 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), plataformas de explotación costa afuera y la adquisición de buques en países aliados en mercados secundarios que garanticen la autonomía de las operaciones petroleras de la industria nacional.

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.

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 y 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 encuentran ubicados 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

• Astillero del Alba (ASTIALBA)

Construcción y puesta en operación de un astillero ubicado en el municipio Cruz Salmerón Acosta, estado Sucre, destinado a la reparación y mantenimiento de buques tipo Panamax, Aframax, Suezmax y VLCC.

• 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, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019.

Ejecuta los servicios de soporte técnico a la industria petrolera para el diseño, evaluación y adquisición de buques (nuevas construcciones y/o mercado secundario). Actualmente el servicio está enfocado en la supervisión, inspección y control del proyecto de ampliación de la flota de PDV Marina con asistencia y apoyo técnico; así como en 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.

TABLA • PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE BUQUES EN PAÍSES ALIADOS - ARGENTINA

	Unidad de medida	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Comentarios / Justificación
Construcción de dos buques producteros de 47.000 TPM (volumetría: 345.000 barriles) Argentina	C-79							●			Se prevé la entrega del buque C-79 en diciembre de 2017 y el C-80 sea entregado 18 meses después.
	C-80									●	

• Proyecto de adquisición de remolcadores

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, así como 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 remolcadores:

TABLA • PROYECTO DE ADQUISICIÓN DE REMOLCADORES – ORGANIZACIÓN CONTRATANTE: PDV MARINA

	Unidad de medida	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	Comentarios / Justificación
Renovación y sustitución de la flota de 29 remolcadores de los terminales de carga de PDVSA	Cantidad de remolcadores entregados	18	7		2		2	29	Se han entregado a PDV Marina 25 remolcadores. Se estima que dos remolcadores llegarán el primer semestre de 2017 y los dos restantes en espera de financiamiento.

PDVSA Empresa Nacional de Transporte (ENT)

Durante el año 2016 la ENT transportó en promedio 341 MBD, de los cuales 303 MBD (89%) se realizaron con flota propia y 38 MBD (11%) fueron transportados con flota privada. En comparación con el año 2015, el volumen transportado disminuyó en 43 MBD, principalmente por bajos inventarios de productos en planta y al plan de lucha contra el contrabando de extracción de combustible que adelanta el Ejecutivo Nacional.

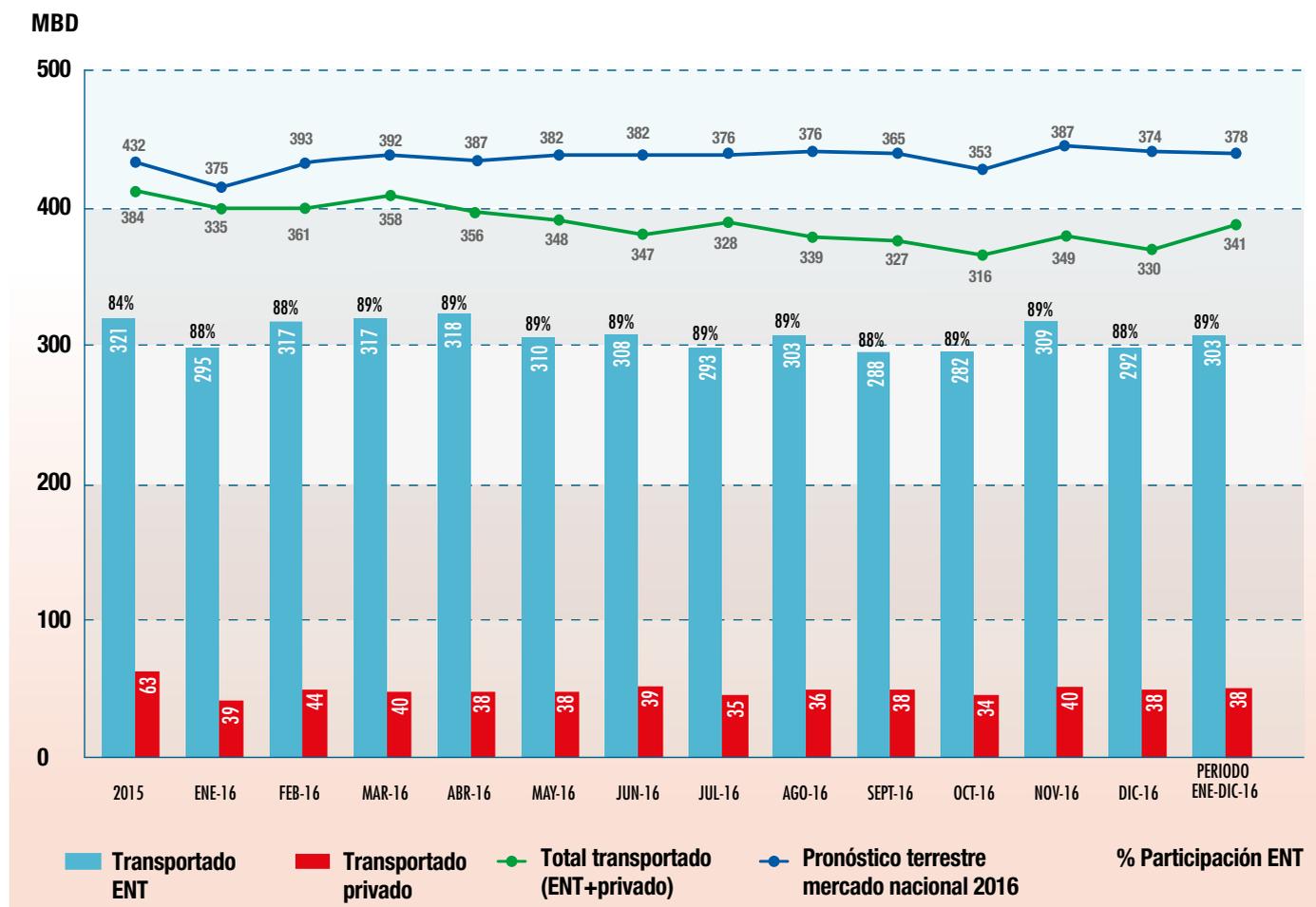
Del volumen transportado por la ENT durante el año 2016, se movilizaron a las estaciones de servicios aproximadamente 270 MBD (79%), al sector eléctrico 31 MBD (9%), a clientes industriales 26 MBD (8%), al consumo propio PDVSA 9 MBD (3%) y a puertos y aeropuertos 5 MBD (1%).

Para el año 2016 la ENT contó con 1.431 unidades con GPS instalados; este dispositivo permite el control de las unidades mediante el sistema GTRMAX, 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 (SISCCOMBF). El monitoreo está bajo la responsabilidad de los Centros Integrales de Control de la Empresa Nacional de Transporte (CICENT), los cuales están ubicados a lo largo del territorio nacional,

La ENT asumió el transporte de azufre líquido, cerró el año 2016 con 1.574 viajes y 47.412.367 litros transportados.

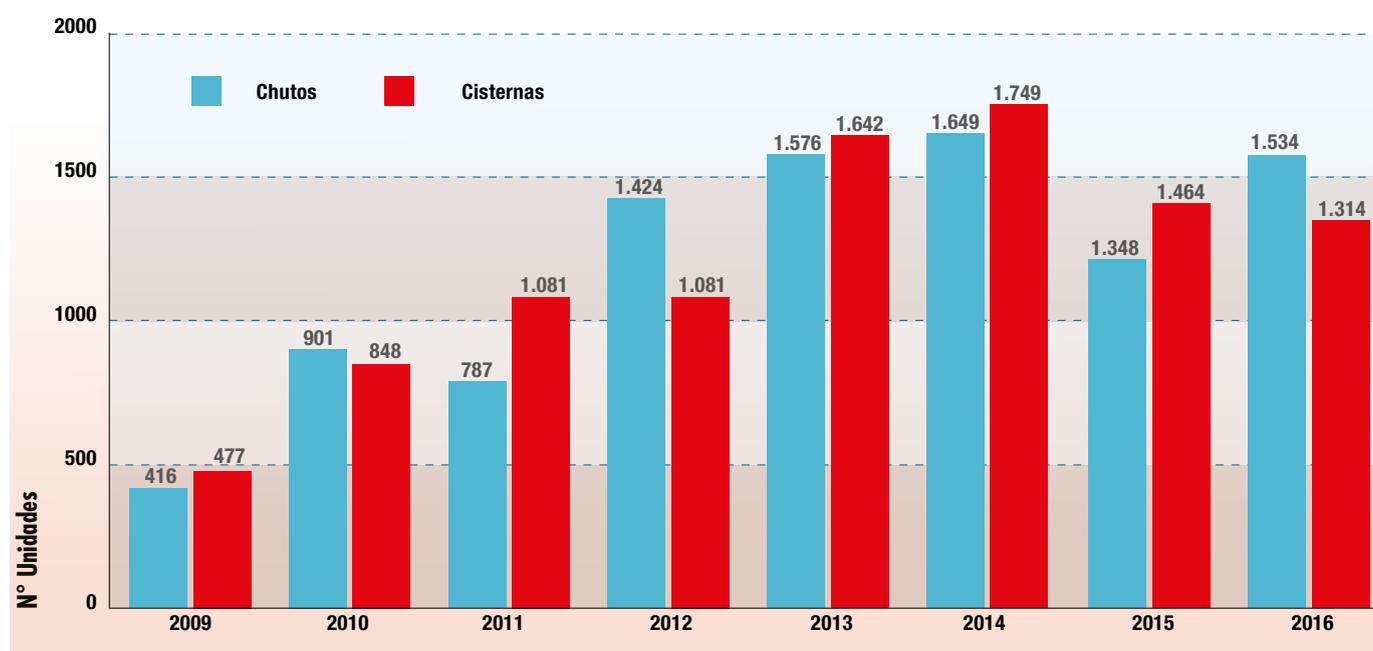
A continuación se muestra el volumen de combustibles movilizados por flota terrestre durante el año 2016 y la comparación con el promedio del año 2015.

GRÁFICO • VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR FLOTA TERRESTRE, AÑO 2016



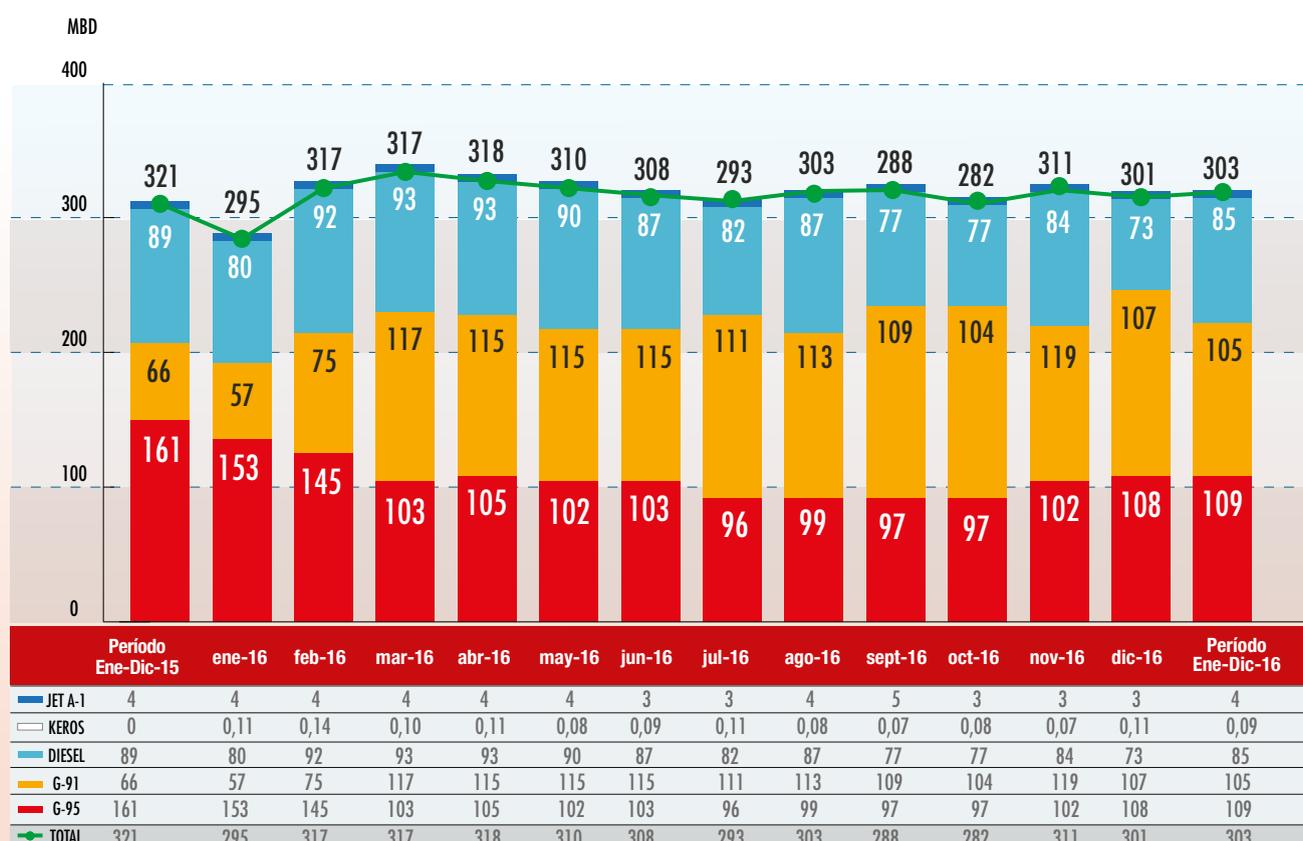
A continuación se muestra la conformación de la flota terrestre para el período 2009 - 2016.

GRÁFICO • FLOTA TERRESTRE OPERATIVA DE LA ENT PARA EL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, 2009 – 2016



A continuación se muestran los distintos tipos de combustibles transportados por la ENT durante el año 2016 y la comparación con el promedio del año 2015.

GRÁFICO • VOLUMEN POR TIPO DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR FLOTA PROPIA, AÑO 2016





INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

INTEVEP

La orientación estratégica de INTEVEP es fortalecer la capacidad tecnológica de la industria venezolana de los hidrocarburos, a través de la investigación básica orientada, la investigación estratégica, investigación aplicada y el 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 alineado a los planes de la corporación y la nación.

La cartera de proyectos para el año 2016 está conformada por 46 proyectos, distribuidos en las gerencias generales de la siguiente manera: siete proyectos pertenecientes a exploración y estudios de yacimientos, 20 proyectos a producción, 15 proyectos a refinación y cuatro proyectos de soporte tecnológico. Del total de proyectos de la cartera, se contabilizan 267 actividades y 454 productos planificados. Asimismo, la distribución de las actividades de la cartera de proyectos está compuesta de la siguiente forma: investigación (21%), desarrollo (31%), asistencia técnica especializada (43%) y actividades de ingeniería (5%).

Participación de INTEVEP en los negocios petroleros

Exploración y estudios de yacimientos

Se desarrolló un modelo estratigráfico - secuencial de pozos en los campos Jusepín-Cotoperí, Santa Bárbara - Pirital, Orocuál Profundo – Somero, al norte del estado Monagas, con el objetivo de mejorar la caracterización sedimentológica y estratigráfica de los campos en estudio y optimizar el esquema de explotación de sus yacimientos asociados.

En el estudio geocientífico multidisciplinario realizado en el cretácico de la FPO Hugo Chávez, se logró ubicar tres áreas de interés en el bloque Junín: en Petrourica con un área de 210 km², en Petro San Félix con un área de 140 km² y en Arecuna con un área de 75 km². Estas tres áreas son oportunidades tempranas en la FPO para ser desarrolladas.

Se concluyó el procesamiento sísmico multicomponente de onda convertida de los levantamientos Huyapari Desarrollo (95 km²) y Térmico (20 km²), como apoyo en los estudios de caracterización sísmica de yacimientos y reducción de incertidumbre en la navegación de pozos para la empresa mixta Petropiar.

Se concluyó el procesamiento sísmico del levantamiento Cerro Negro 96B3D (330 km²) para la empresa mixta Petroindependencia, permitiendo obtener datos que apoyan los estudios especializados de análisis de variaciones de amplitud e inversión sísmica simultánea para la discriminación litológica del área.

Se culminó el procesamiento sísmico multicomponente de un área piloto del levantamiento Río Claro 11M3D3C (116 km²). También se realizó el estudio de factibilidad de propagación de depósitos sedimentarios, a través de la inversión sísmica, para la empresa mixta Petrocarabobo.

Se realizó la actualización del modelo geomecánico del campo El Roble, ubicado en el estado Anzoátegui, con datos reales del pozo RPN-088 con un potencial estimado de 3,35 MMPCD de gas y 203 BPD de crudo.

Producción

Se realizaron Asistencias Técnicas Especializadas (ATE) orientadas al análisis integral sobre problemática de fallas en cabillas en Petropiar, a fin de garantizar la continuidad operacional para la producción asociada de 25.600 Bl/día, la integridad de los pozos y mejorar la eficiencia en los procesos de recuperación de crudos en la FPO Hugo Chávez.

Se completaron 288 acciones de asistencias técnicas especializadas, que incluyeron el apoyo técnico de profesionales en las áreas de exploración y producción, asociadas a los procesos de ambiente, confiabilidad, construcción de pozos, estudios de yacimientos, gas, infraestructura, mejoramiento y productividad, brindando información para la resolución de problemas operacionales.

INTEVEP en conjunto con la empresa rusa Rosneft y la empresa mixta Petromonagas, diseñó la matriz experimental para

los estudios de factibilidad técnica en el uso de soluciones poliméricas, como método de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH) para la FPO Hugo Chávez.

Se realizaron actividades para la prueba piloto de inyección de polímeros en el bloque Junín: evaluaciones monofásicas y bifásicas en medios porosos, manejo de fluyentes y uso de trazadores en procesos químicos, entre representantes de Petrocedeño e INTEVEP S.A.

Como parte del apoyo del sector productivo nacional con la empresa Proambiente (PROAMSA), se inició la manufactura de ORIMATITA® a partir de 3.000 T de mineral de hierro Hematita suministrado por la CSV-Ferrominera del Orinoco. Asimismo, se inició la adecuación del proceso de molienda de hematita (1000 T) de la planta perteneciente a la unidad productiva de PDVSA Industrial – PROBASIN, con la cual se podrá cubrir la producción de 50.000 T de ORIMATITA®.

Se inició el protocolo de aplicación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en la Dirección Ejecutiva de Producción Occidente, en las estaciones de flujo 2-9 (1468 BNPD, UP lago medio) y CL-2 (5100 BNPD, UP Centro Sur Lago), estado Zulia.

Mediante simulación multifásica se establecieron y evaluaron tres escenarios para determinar el líquido acumulado y la merma de gas en la red de transporte. Se concluyó que la mejor opción de manejo es la que considera la eliminación del tramo G36" Zapato Viejo – Soto, perteneciente a PDVSA Gas Anaco, en el estado Anzoátegui, aumentando la eficiencia de transporte de aproximadamente 800 MMPCED de gas al mercado interno y disminuyendo la merma por el orden de 10 MMPCED.

Refinación e industrialización

Se aseguró la continuidad de las operaciones y confiabilidad de los sistemas intervenidos, que comprometen la producción de 200 MBPD de componente de gasolina, proveniente de las unidades de conversión media en los estados Zulia, Falcón y Anzoátegui (Bajo Grande, CRP, Refinería Puerto La Cruz). Asimismo, se completaron un total de 91 ATE en las áreas de procesos y tecnología de materiales, en el circuito refinador nacional e internacional.

Se realizó la caracterización de seis bases lubricantes API Grupo II (Motiva y Phillips), así como la evaluación de la factibilidad técnica de su incorporación en formulaciones de productos PDV de alto desempeño, obteniéndose resultados satisfactorios.

Se desarrolló un nuevo producto para motores a gas natural, Motorgas W40, con propiedades superiores al producto comercializado actualmente en estabilidad a la oxidación, protección contra el desgaste y corrosión de cilindros y cojinetes.

Mediante ATE se aseguró la continuidad de las operaciones y confiabilidad de los sistemas intervenidos, que comprometen la producción de 200 MBPD de componente de gasolina proveniente de las unidades de conversión media.

Se completaron un total de 91 ATE que incluyen el apoyo técnico de profesionales en el área de procesos y tecnología de materiales en unidades de la Refinería Puerto La Cruz, Centro Refinador Paraguaná y el circuito refinador internacional.

Otros aspectos de interés

Se mantuvo la custodia de 183 invenciones que representan el portafolio tecnológico, tanto de PDVSA como de sus filiales (incluyendo las empresas mixtas), correspondiendo a la fecha el acumulado de 900 patentes, 421 marcas comerciales y 129 derechos de autor.

Se elaboraron, actualizaron y publicaron 36 normas técnicas PDVSA, contribuyendo con la transferencia de tecnología y conocimiento, la protección del ambiente, la seguridad de los trabajadores, mejoras en el proceso de procura de materiales y equipos, racionalización de los contratos de ingeniería y la continuidad operacional de la empresa.

Como parte del resguardo del acervo técnico, se incorporaron 367 enlaces de tesis electrónicas, se catalogaron 23 monografías, 1.624 publicaciones periódicas y se realizó la carga al servidor de 900 documentos digitalizados.



Los aportes para el desarrollo social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2016, 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, el desarrollo de la industria y su entorno social y la construcción del Socialismo Bolivariano del Siglo XXI, la Junta Directiva de PDVSA aprobó en el año 2006, 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 equivalentes) al desarrollo social durante el período 2001-2016.



DESARROLLO SOCIAL

TABLA • APORTES A MISIONES, PROGRAMAS SOCIALES, FONDEN Y FONDESPA 2001 - 2016

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	157	46	15	3.521
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	1.607	835	306	8.983
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	1.063	29.962
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 y Otros Aportes para Vivienda	-	-	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	15	4.203
Proyectos de infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	799	204	574	3	2.600
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	5.385	33.294
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	-	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	5.817	6.854	6.355	2.931	38.175
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	50	17	11	3.774
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	477	12.079
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	29	8.502
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	343	131	119	28	4.631
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	102	208	63	5	1.540
Otras misiones y aportes	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	504	162	-	-	2.802
Tajeta Misiones Socialistas Hogares de la Patria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	108
Subtotal 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	10.376	178.805
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976	599	82.152
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.229
Subtotal 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	599	86.381
Total aportes a misiones, 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	10.975	265.186

Nota: mayor información sobre el Desarrollo Social, así como las actividades de otras organizaciones como PDVSA La Estancia, Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional y Ambiente, se encuentra disponible en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA 2016.





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 para 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, así como 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 la 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, en el cual 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 2016 por las empresas filiales y mixtas de PDVSA América, en el marco de la cooperación internacional, en las regiones andina y sur:

Región andina

En esta región PDVSA América, S.A. 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 S.A.M.</p>	<p>Se culminaron los estudios exploratorios en los Bloques Subandino Norte y Subandino Sur, arrojando como resultado baja prospectividad de estos. En función de los resultados obtenidos, se decidió realizar la devolución de los bloques asignados.</p>
<p>Ampliar la colocación regional de derivados 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>Se logró la comercialización de 5,7 mil toneladas de cemento asfáltico en el mercado interno, destinado a proyectos de desarrollo de la infraestructura vial que viene llevando adelante el gobierno de Bolivia.</p> <p>Se concretó la suscripción de un contrato de suministro de 5,5 mil toneladas de asfalto modificado con polímeros para la construcción de la carretera Turco – Cosapa (80 km).</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>Se dio continuidad a la presencia de los lubricantes PDV® en el mercado interno de Bolivia, manteniendo las actividades de comercialización y posicionamiento de nuestra marca comercial.</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>La empresa mixta ENDE Andina S.A.M. cuenta con una capacidad instalada y operativa de 460 MW en sus tres plantas termoeléctricas, convirtiéndose en el actor más importante en Bolivia en el ámbito de la generación termoeléctrica.</p> <p>Actualmente se desarrolla el proyecto de implementación de turbogeneradores de ciclo combinado en sus plantas, con el objetivo de incrementar la eficiencia y rendimiento energético de sus unidades de generación, disminuyendo el consumo de gas por cada megavatio generado, así como las emisiones de CO2.</p>

TABLA • PDVSA ECUADOR, S.A.

Estrategia a desarrollar	Logros
<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 de 72,5 MBD a junio 2016. En la actividad de perforación y reacondicionamiento de pozos de desarrollo, se perforaron dos pozos y se reacondicionaron 23.</p> <p>En julio de 2016 la Superintendencia de Compañías de Ecuador, ordenó la liquidación de la empresa Operaciones Río Napo, C.E.M.; por lo tanto, la empresa Petroamazonas EP absorbió las operaciones y la fuerza hombre de la misma.</p> <p>PDVSA aprobó la venta de las acciones de PDVSA Ecuador en Operaciones Río Napo, C.E.M. y la utilización del monto que recibirá para cubrir la participación accionaria en la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro, RDP – C.E.M. Se firmó el acta de acuerdo definitiva para la venta y se acordaron las condiciones del contrato de compraventa. Quedó pendiente la firma del contrato por trámites administrativos del sector ecuatoriano.</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>Durante el 2016 se finalizó la construcción del acueducto La Esperanza – Refinería.</p> <p>Actualmente se encuentra en gestión de financiamiento para la ejecución del proyecto.</p>
<p>Operación de la planta de lubricantes de PDV Ecuador y abanderamiento de estaciones de servicio PDV.</p>	<p>La planta de lubricantes PDV Ecuador logró una producción de 4,6 millones de galones de lubricantes.</p> <p>Se continuó con las exportaciones de lubricantes, ubicándose en 211.655 galones.</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
Se constituyó la empresa mixta Fluvialba International Limited (FIL), con el fin de consolidar una red logística de transporte y puertos para las operaciones de PDVSA en la región, mediante el abastecimiento de combustibles y alimentos, entre otros, por la Hidrovía Paraná-Paraguay, permitiendo el transporte en los puertos existentes en la zona de Argentina, Bolivia, Brasil, Paraguay y Uruguay.	<p>Durante el año 2016 PDVSA incrementó su participación accionaria en FIL, asociada a los aportes realizados en años anteriores. Incorporación de barcazas doble casco para así cumplir con la norma de Prefectura Naval Argentina, oficializada en el 2016, que obliga tener barcazas doble casco, para carga líquida.</p> <p>Mediante la obtención de financiamiento externo, se logró la renegociación de la construcción de dos barcazas y la construcción de cuatro nuevas con una capacidad de carga de 21.000 m³ adicionales.</p>
Posicionamiento de la marca PDV® en la región a través de PCSA, con el fin de desarrollar el posicionamiento de los lubricantes PDV y combustibles en los mercados de la región.	Durante el año 2016 se mantuvo el apoyo a las estaciones de servicio posicionadas en la República de Argentina.

TABLA • PDVSA URUGUAY, S.A.

Estrategia a desarrollar	Logros
Desarrollo del Complejo Alcoholes de Uruguay (ALUR), para producción de biocombustibles y alimentos.	Durante el año 2016 se mantiene la participación accionaria de PDVSA Uruguay en ALUR de 9,21%. A través de su participación en ALUR, PDVSA contribuye al desarrollo de la actividad agrícola e industrial a través de la producción de azúcar y sus derivados.
Suministro de combustible bajo el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas.	Durante el año 2016, se continuó con el desarrollo de la comercialización de lubricantes PDV en Uruguay.

TABLA • PDVSA PARAGUAY, S.A.

Estrategia a desarrollar	Logros
Comercialización de combustibles y lubricantes venezolanos y el desarrollo de capacidad local de almacenamiento y logística.	Durante el año 2016 se continuó con la comercialización de combustible y lubricantes venezolanos, manteniendo niveles de venta similares al año 2015.
Control, seguimiento y apoyo sobre las operaciones, proyectos y organización administrativa de Fluvialba Paraguay y Naviera Conosur.	La optimización de los recursos operativos y financieros obtenidos a raíz de las revisiones realizadas en el análisis técnico – económico, se tradujo en una importante disminución en los costos operativos de la flota.

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 2016, 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. Vicent 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	Société D'Investissement Pétiou Bolívar, S.A.M. (Pétiou-Bolivar) (PDV Caribe, S.A. 51% y Estado Haitiano 49%)
Surinam	PDV SURINAME, N.V. (PDV Caribe, S.A. 50% y SURFUEL, N.V. 50%)

Entre las actividades desarrolladas en 2016 se resaltan:

- Desde el inicio del Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe al cierre del año 2016, se han suministrado 349,4 millones de barriles entre productos refinados y crudos.
- Este mecanismo innovador ha promovido en estos 11 años, el empleo soberano de los recursos naturales para proporcionar a los 18 países signatarios seguridad energética, reducción de las asimetrías en el acceso a los recursos y desarrollo socioeconómico.
- La compensación comercial contempla la posibilidad de 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.
- Celebración del XVI Consejo Ministerial de Petrocaribe, en el cual se destacó la diversificación energética aprovechando los recursos gasíferos con los que cuenta la región, y proponer energías alternativas que permitan contar con una matriz energética integral.

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 los 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.

Acuerdo de Cooperación Energética de Petrocaribe (ACEP)

Firmado el 29 de junio de 2005, entre la República Bolivariana de Venezuela y los 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 de este acuerdo 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.

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 solo a corto plazo.

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.

A continuación las cifras de los acuerdos de cooperación para el año 2016:

TABLA • VENTAS A PAÍSES CON ACUERDOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA 2016 Y 2015

Detalle por país de destino (MBD)	2016		2015	
	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	-	43,8	3,5
Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe (ACEP)				
Antigua y Barbuda	4,4	0,7	4,4	0,8
Belice	4,0	2,8	4,0	2,9
Dominica	1,0	0,2	1,0	0,3
El Salvador	7,0	5,4	7,0	6,6
Granada	1,0	0,8	1,0	0,7
Guatemala	20,0	-	20,0	-
Guyana	5,2	-	5,2	2,3
Haití ¹	14,0	11,7	14,0	14,0
Honduras	20,0	-	20,0	-
Jamaica	23,5	3,0	23,5	19,5
República Dominicana	30,0	2,5	30,0	15,6
San Cristóbal y Nieves	1,2	0,5	1,2	0,7
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,5	1,0	0,5
Surinam	10,0	-	10,0	0,7
Convenio Integral de Cooperación Cuba - Venezuela (CIC)				
Cuba	98,0	83,7	98,0	97,8
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	11,0	27,0	24,6

¹Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA





NUEVOS NEGOCIOS

PDVSA SERVICIOS PETROLEROS

A partir del año 2015, PDVSA Servicios cedió las operaciones de taladro, Ra/Rc y algunos servicios a pozos, flota pesada y liviana para logística, suministro y mudanza, a los negocios de exploración, producción, empresas mixtas y PDVSA Gas, producto de la revisión de resultados y metas en áreas operacionales, significa esto una reorganización de la filial, en función del 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 propios (taladros y servicios especializados a pozos).
- Control de tarifas y tasas.
- Custodiar los activos propios, así como garantizar el recobro por su uso.
- Contratación de bienes y servicios (16 líneas estratégicas y taladros).
- Mantener la homologación de criterios en el área de servicios petroleros, la trazabilidad de indicadores claves del negocio y la memoria histórica.
- Servicios especializados a pozos (cementación y perforación direccional).

Las operaciones de PDVSA Servicios Petroleros seguirán distribuidas a lo largo del territorio nacional y en el área de influencia de las operaciones de producción de crudo y gas.

Resultados operacionales

PDVSA Servicios Petroleros es uno de los actores principales en el proceso de implementación de los planes de producción de petróleo y gas, a través de la prestación de sus servicios. A continuación se presenta un resumen de los resultados más relevantes:

• Conformación de Empresas de Capital Mixto (ECM)

Con el fin de contribuir en la prestación de servicios especializados en pozos a escala nacional y apuntando a eliminar progresivamente el oligopolio existente entre las empresas de servicios nacionales tradicionales e internacionales, PDVSA Servicios Petroleros, S.A. lleva a cabo la conformación de 17 empresas de capital mixto, de las cuales en el período logró concretar dos ECM, para alcanzar un total de tres empresas operativas y tres preoperativas.

• Taladros escuela

Se encuentran en el país tres taladros escuela de 350 HP (PDV-TE-001, PDV-TE-002 y PDV-TE-003), 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.

• Equipos operativos de servicios especializados en pozos

Al cierre del 2016 se encuentran operativos 93 equipos de servicios especializados en pozos, en todo el territorio nacional.

TABLA • DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS OPERATIVOS DE SERVICIOS ESPECIALIZADOS A POZOS

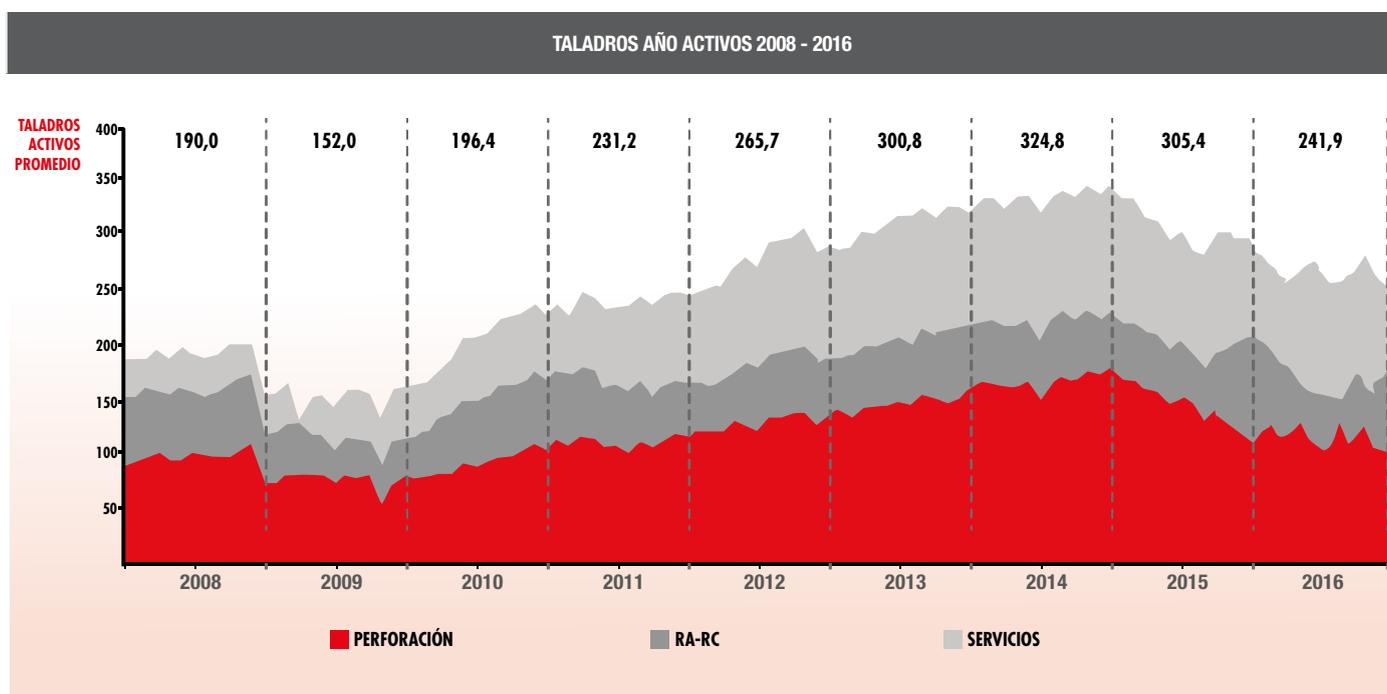
Líneas de servicios	Occidente	Faja	Oriente	Total por línea de servicio
Perforación direccional	12	40	-	52
Unidad de cementación	3	17	4	24
Tubería continua	2	1	5	8
Unidad hidráulica	2	-	-	2
Total general	19	58	9	86

• Distribución general de taladros

Al cierre del año 2016 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 292 al final del período, de los cuales 55% son equipos propios y 45% contratados.

• Comportamiento de taladros año activo promedio (T/A) y fin de período 2008 – 2016

Al cierre del año 2016 los taladros activos se ubican en 241,9 T/A (perforación: 106,3 T/A, rehabilitación: 40,1 T/A y servicios: 95,5 T/A), representado un incremento de 27,3% en relación con el año base 2008. El comportamiento del último año se explica principalmente por las esperas internas, mantenimientos menores y mayores.



• Pozos trabajados

Se ejecutaron un total de 11.319 trabajos a pozos, distribuidos por región de la siguiente manera: Faja 7.757, Occidente 3.430, Oriente 59, Costa Afuera 2 y PDVSA Gas 71.

• Trabajos de subsuelo

Estas actividades complementan el mantenimiento de la base de producción. Al cierre del año 2016 se atendieron 8.611 trabajos de subsuelo, distribuidos por región de la siguiente manera: Faja 1.822, Occidente 1.465 y Oriente 5.324.



PDVSA AGRÍCOLA

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.



PDVSA INDUSTRIAL

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.



PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

En 2016 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 DESARROLLOS URBANOS

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).





COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

Garantías

Al 31 de diciembre de 2016, CITGO mantiene en compromiso de garantía por \$6 millones (Bs.4.049 millones) para garantizar deudas de afiliadas. El Grupo no ha contabilizado pasivos por este concepto. Algunas filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. tienen garantías para la terminación de obras relacionadas con acuerdos de deuda y financiamiento de asociaciones en proyectos.

Al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos, producto de garantías, 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.

El 30 de noviembre de 2016 se llegó a un acuerdo en la sede de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en Viena, para la establecer una producción de 1,97 millones de barriles diarios de crudo para Venezuela, que resulta en una reducción de 95.000 barriles por día de los principales contratos de venta de crudo, con el objeto de influir en la estabilización del mercado petrolero. La propuesta alcanzada en la OPEP reafirma el compromiso logrado por la organización y los países no OPEP, de congelar y reducir la producción petrolera suscrita en la reunión de Argelia en septiembre de 2016. El acuerdo entrará en vigencia a partir de enero de 2017 y podría renovarse en seis meses.

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 2016, por \$311 millones (Bs.209.866 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 consolidada de PDVSA o en los resultados de sus operaciones.

Adicionalmente, PDVSA mantiene otros litigios y reclamos:

- La empresa Conoco Phillips Petrozuata, B.A. y Phillips Petroleum Company Venezuela Limited presentaron una demanda en contra de PDVSA, correspondiente a los proyectos Petrozuata y Hamaca, ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional de París, Francia. El juicio se inició en 2015 y no ha presentado avance significativo al 31 de diciembre de 2016.

- PDVSA también está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por \$3 millones (Bs.2.024 millones), al 31 de diciembre de 2016.

En opinión de la gerencia y sus asesores legales, la disposición final de estas acciones o 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 \$11 millones (Bs.7.423 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 \$322 millones



(Bs.217.289 millones) en proyectos de adecuación ambiental y \$260 millones (Bs.175.451 millones) para gestionar inversiones relacionadas con higiene ocupacional en el 2016. CITGO estima inversiones de aproximadamente \$192 millones (Bs.129.564 millones) para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2015 y 2019. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 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 desmantelar, áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, al 31 de diciembre de 2016 PDVSA reconoció \$432 millones (Bs.291.518 millones).

CITGO ha recibido varias notificaciones por violaciones al ambiente por 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, 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 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.

En el año 2016, la cesta de exportación venezolana se ubicó en 35,15 US\$/Bl, representando una disminución de 9,5 US\$/Bl (21%) con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2015, al igual que en ese año continuaron 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 incrementaron su producción utilizando la técnica del fracking.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, en el año 2016, la organización de la OPEP, encabezado por la República Bolivariana

de Venezuela llegó a un acuerdo en la sede de la OPEP en Viena, que resulta en una cuota de reducción de 95.000 barriles por día de los principales contratos de venta de crudo, con el objeto de influir en la estabilización del mercado petrolero. La propuesta alcanzada en la OPEP reafirma el compromiso logrado por la organización y los países no OPEP, de congelar y reducir la producción petrolera suscrita en la reunión de Argelia en septiembre de 2016. El acuerdo entro en vigencia a partir de enero de 2017 y podría renovarse en seis meses.

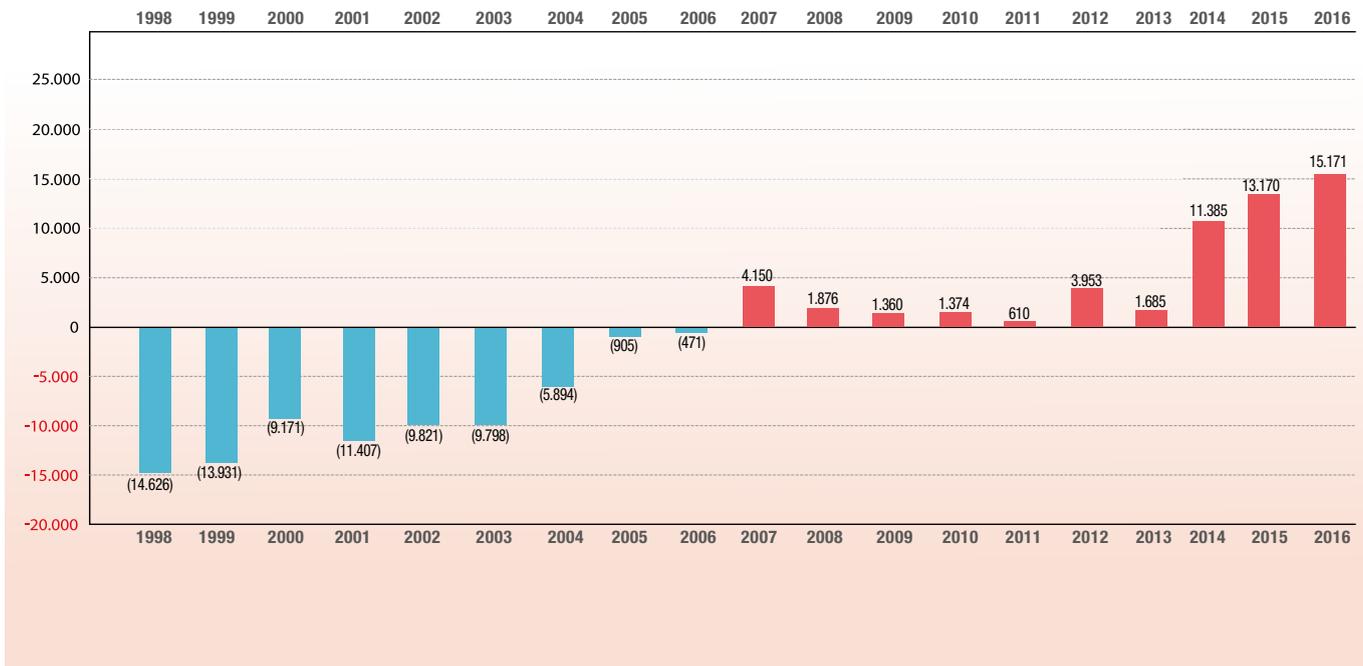
Al cierre del ejercicio económico del año 2016, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las ganancias no distribuidas de 15.171 millones de dólares, significativamente diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en el siguiente cuadro:

TABLA • COMPOSICIÓN/DETALLE DEL PATRIMONIO DE PDVSA

MMUS\$	2016	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	39.094
Ganancias Retenidas:																			
Reservas legales y otras	9.217	17.147	17.272	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	15.171	13.170	11.385	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	24.388	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	63.482	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	23.618	21.468	22.006	22.223	10.579	9.939	9.367	9.067	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total patrimonio	87.100	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

*Saldo reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2016

TABLA • GANANCIAS (PÉRDIDAS) RETENIDAS 1998 - 2016 (MMUS\$)



APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

Los aportes fiscales pagados a la Nación en el ejercicio 2016, se ubicaron en 233.046 millones de bolívares, aumentando en 104.761 millones de bolívares; es decir 82% con respecto al año 2015 que fue de 128.285 millones de bolívares. A continuación se muestra un detalle de los aportes efectuados durante el año:

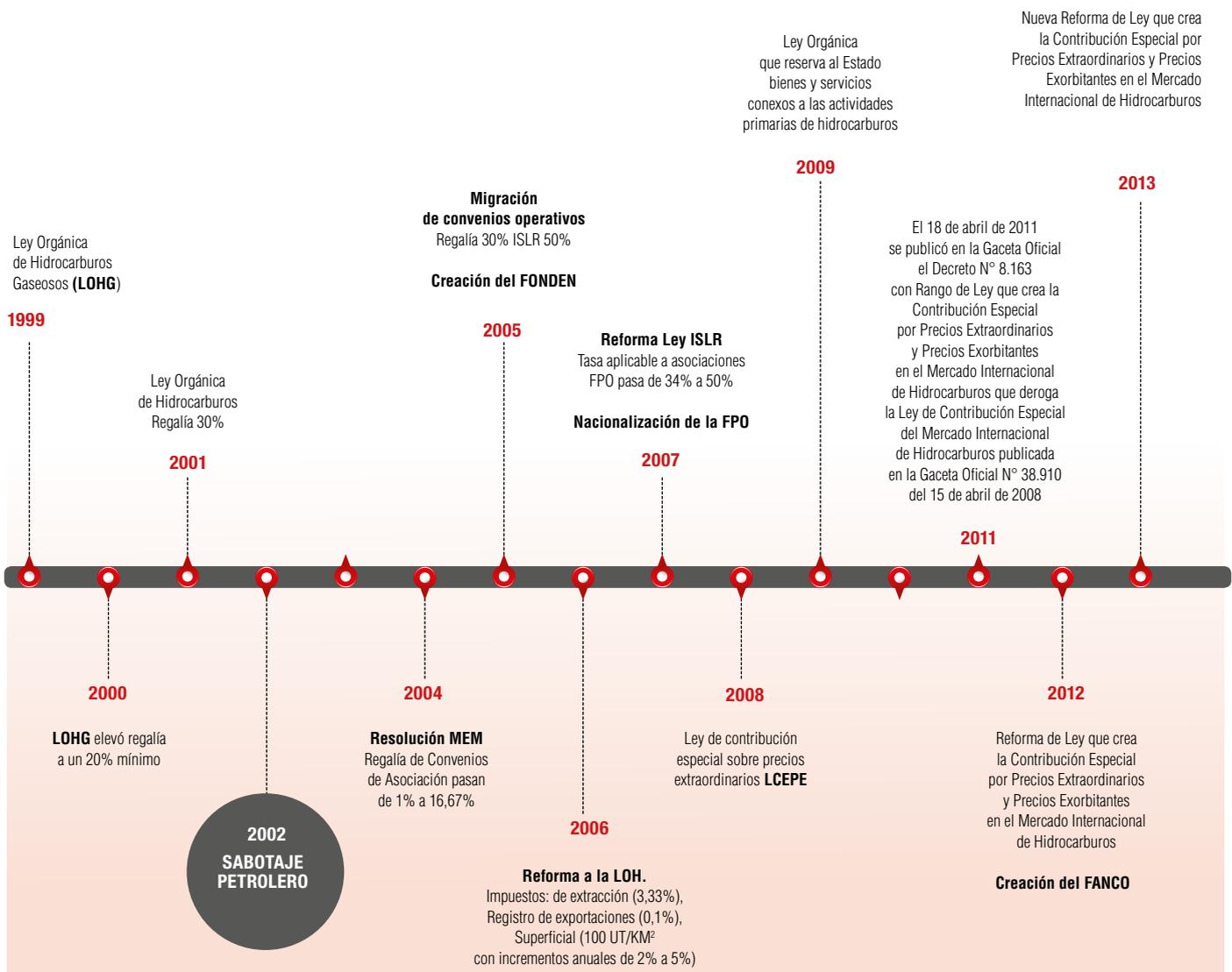
TABLA • APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN • ÚLTIMOS CINCO AÑOS EXPRESADOS EN MILLONES DE BOLÍVARES

Aportes Fiscales Pagados a la Nación	2016	2015	2014	2013	2012
Regalía	55.693	71.312	80.788	70.866	50.549
Impuesto de extracción	6.241	6.615	8.319	6.291	4.941
ISLR	163.460	41.892	73.469	26.643	23.765
Dividendos	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Impuesto superficial	1.484	2.213	-	1.025	562
Impuesto al registro de exportación	168	253	198	247	165
Total aportes fiscales pagados a la Nación	233.046	128.285	168.774	111.072	88.982

NOTA: Las cifras mostradas en este cuadro corresponden a los pagos efectivamente realizados durante los años correspondientes, los cuales difieren ligeramente de 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 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.

GRÁFICO • 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, incrementando el 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, Asia, y mejorar la eficiencia de nuestro proceso de refinación y comercialización.

En relación con el negocio del gas, PDVSA continúa promoviendo, activamente, iniciativas de asociación con 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 el desarrollo de las capacidades de producción de la mayor reserva de petróleo del planeta. La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, 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 están 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 inicio durante 2016 y se estima culminar en 2017. 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 cubrir los 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 ocasionar variaciones en 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 forma parte importante del desarrollo nacional, mediante el 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 industrial e higiene ocupacional. Las condiciones del mercado 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 oíl 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

A continuación se presentan los Estados Financieros Consolidados:

TABLA • ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRALES • EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Operaciones continuas:			
Ingresos:			
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	41.977	55.339	101.552
Ingresos financieros	6.025	16.830	20.343
	48.002	72.169	121.895
Costos y gastos:			
Compras de petróleo crudo y sus productos, neto	17.817	22.965	37.266
Gastos de operación, venta, administración y generales	9.121	16.828	27.400
Gastos de exploración	124	50	76
Depreciación y amortización	9.390	8.995	8.038
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	4.624	6.294	13.466
Gastos financieros	3.620	2.393	4.065
Otros egresos, neto	1.374	3.986	9.946
	46.070	61.511	100.257
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	1.932	10.658	21.638
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	977	9.189	5.321
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	955	1.469	16.317
Impuesto sobre la renta:			
Gasto de impuesto corriente	723	3.172	9.715
Gasto (beneficio) de impuesto diferido	94	(6.889)	(4.609)
	817	(3.717)	5.106
Ganancia neta de operaciones continuas	138	5.186	11.211
Operaciones discontinuadas:			
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	690	2.159	(2.137)
Ganancia neta	828	7.345	9.074
Otros resultados integrales:			
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>			
Remediación de los beneficios a los empleados, neto de impuesto	404	(4.998)	1.390
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>			
Diferencias en conversión de operaciones	360	241	2.001
Total otros resultados integrales, neto de impuesto	764	(4.757)	3.391
Total ganancia integral	1.592	2.588	12.465

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

TABLA • ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA • EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Activo	31 de diciembre de		
	2016	2015*	2014*
Propiedades, plantas y equipos, neto	127.564	127.033	141.248
Efectivo restringido	619	604	284
Otros activos no corrientes	6.888	16.951	20.678
Total activo no corriente	135.071	144.588	162.210
Inventarios	9.910	9.676	11.764
Documentos y cuentas por cobrar	22.678	18.206	24.357
Efectivo restringido	183	326	1.292
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.066	5.821	7.911
Otros activos corrientes	13.755	19.906	9.884
Total activo corriente	54.592	53.935	55.208
Total activo	189.663	198.523	217.418
Patrimonio			
Patrimonio¹	87.100	90.879	89.757
Pasivo			
Deuda financiera	33.895	36.916	39.871
Otros pasivos no corrientes	19.710	18.036	32.064
Total pasivo no corriente	53.605	54.952	71.935
Deuda financiera	7.181	6.800	5.865
Impuesto sobre la renta por pagar	800	3.444	9.554
Otros pasivos corrientes	40.977	42.448	40.307
Total pasivo corriente	48.958	52.692	55.726
Total pasivo	102.563	107.644	127.661
Total patrimonio y pasivo	189.663	198.523	217.418
Relación deuda/patrimonio			
Total deuda	41.076	43.716	45.736
Deuda/patrimonio²	47%	48%	51%

*Saldo reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2016

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

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

	Año terminado el 31 de diciembre de		
	2016	2015	2014
Movimientos del efectivo proveniente de las actividades operacionales:			
Ganancia neta	828	7.345	9.074
AJUSTES PARA CONCILIAR LA GANANCIA NETA CON EL EFECTIVO NETO PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES			
Depreciación y amortización	9.390	8.995	8.441
Obras en progreso canceladas	1.093	1.956	1.432
Deterioro del valor de los activos, neto de reversiones	(1.084)	2.649	6.844
Deterioro de créditos fiscales por recuperar	-	1.247	-
Ganancia en cambio de moneda extranjera, neta	(5.534)	(15.039)	(19.127)
Gasto (beneficio) de impuesto diferido	94	(6.889)	(4.610)
Participación en resultados de las inversiones contabilizadas bajo el método de participación, neta de impuesto	(23)	86	67
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	54	169	(146)
Aumento de la estimación para la obsolescencia de inventarios y valor neto de realización	164	572	439
(Disminución) aumento en la estimación para cuentas de cobro dudoso	(14)	(4)	2
CAMBIOS EN ACTIVOS OPERACIONALES -			
Documentos y cuentas por cobrar	(18.520)	(9.257)	(17.975)
Inventarios	(398)	1.516	760
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(5.870)	2.743	(7.502)
Créditos fiscales por recuperar	(339)	(1.555)	(964)
CAMBIOS EN PASIVOS OPERACIONALES -			
Cuentas por pagar a proveedores	19.257	2.542	6.598
Beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo	3.960	(313)	9.186
Provisiones	449	(19)	569
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	20.418	20.254	46.727
Pagos de beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo	5	(246)	(454)
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(1.056)	(400)	(429)
Pagos de impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos	(1.238)	(1.169)	(24.640)
Efectivo neto proveniente de las actividades operacionales	21.636	15.183	14.292
MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos	(11.295)	(18.106)	(24.634)
Desincorporación de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación, neto de efectivo adquirido	-	322	160
(Aumento) disminución del efectivo restringido	(927)	646	(146)
Aportes adicionales a inversiones contabilizadas bajo el método de la participación	-	-	7
Dividendos recibidos de inversiones contabilizadas bajo el método de la participación	-	-	48
Otras variaciones en activos	80	(217)	117
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(12.142)	(17.355)	(24.448)
MOVIMIENTOS DEL EFECTIVO PROVENIENTES DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:			
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	6.238	8.123	18.197
Pagos de la deuda financiera	(8.837)	(8.088)	(7.068)
Dividendos pagados al Accionista	(9)	-	(289)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	500	843	408
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(368)	(411)	(436)
Efectivo neto (usado) proveniente de las actividades de financiamiento	(2.476)	467	10.812
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	(4.773)	(385)	(1.878)
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	2.245	(2.090)	(1.222)
Efectivo y equivalentes de efectivo al 1° de enero	5.821	7.911	9.133
Efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre	8.066	5.821	7.911

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

TABLA • ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2016 • EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	Año terminado el 31 de diciembre de 2016				Año terminado el 31 de diciembre de 2015
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones y reclasificaciones ¹	Consolidado mundial	
Operaciones continuas:					
Ingresos:					
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	30.875	23.017	(11.915)	41.977	55.339
Ingresos financieros	5.991	34	-	6.025	16.830
	36.866	23.051	(11.915)	48.002	72.169
Costos y gastos:					
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	9.976	19.692	(11.851)	17.817	22.965
Gastos de operación, venta, administración y generales	6.797	2.388	(64)	9.121	16.828
Gastos de exploración	124	-	-	124	50
Depreciación y amortización	8.722	668	-	9.390	8.995
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	4.624	-	-	4.624	6.294
Gastos financieros	3.215	405	-	3.620	2.393
Otros egresos, neto	1.761	(387)	-	1.374	3.986
	35.219	22.766	(11.915)	46.070	61.511
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	1.647	285	-	1.932	10.658
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	962	15	-	977	9.189
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	685	270	-	955	1.469
Impuesto sobre la renta:					
Gasto de impuesto corriente	719	4	-	723	3.172
Gasto (Beneficio) de impuesto diferido	(27)	121	-	94	(6.889)
	692	125	-	817	(3.717)
Ganancia neta de operaciones continuas	(7)	145	-	138	5.186
Operaciones discontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	1.090	(400)	-	690	2.159
Ganancia neta	1.083	(255)	-	828	7.345
Otros resultados integrales:					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Remediación de los beneficios a los empleados, neto de impuesto	424	(20)	-	404	(4.998)
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en períodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	360	-	-	360	241
Total otros resultados integrales, neto de impuesto	784	(20)	-	764	(4.757)
Total ganancia integral	1.867	(275)	-	1.592	2.588

¹ De acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

	Año terminado el 31 de diciembre de 2015				Año terminado el 31 de diciembre de 2014
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones y reclasificaciones ¹	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	14.568	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
	49.215	27.638	(15.342)	61.511	100.257
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	10.355	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	1.219	250	-	1.469	16.317
Impuesto sobre la renta:					
Gasto de impuesto corriente	2.539	633	-	3.172	9.715
Gasto (Beneficio) de impuesto diferido	(6.719)	(170)	-	(6.889)	(4.609)
	(4.180)	463	-	(3.717)	5.106
Ganancia neta de operaciones continuas	5.399	(213)	-	5.186	11.211
Operaciones discontinuadas:					
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	1.825	334	-	2.159	(2.137)
Ganancia neta	7.224	121	-	7.345	9.074
Otros resultados integrales:					
<i>Partidas que no serán reclasificadas a ganancia neta en periodos subsecuentes</i>					
Remediación de los beneficios a los empleados, neto de impuesto	(4.941)	(57)	-	(4.998)	1.390
<i>Partidas que podrán ser reclasificadas a ganancia neta en periodos subsecuentes</i>					
Diferencias en conversión de operaciones	241	-	-	241	2.001
Total otros resultados integrales, neto de impuesto	(4.700)	(57)	-	(4.757)	3.391
Total ganancia integral	2.524	64	-	2.588	12.465

¹ De acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

TABLA • ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2016 • EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 de diciembre de 2016				Año terminado el 31 de diciembre de 2015*
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones y reclasificaciones ¹	Consolidado mundial	
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	122.287	5.277	-	127.564	127.033
Efectivo restringido	257	362	-	619	604
Otros activos no corrientes	8.394	10.621	(12.127)	6.888	16.951
Total activo no corriente	130.938	16.260	(12.127)	135.071	144.588
Inventarios	7.933	1.977	-	9.910	9.676
Documentos y cuentas por cobrar	20.952	1.726	-	22.678	18.206
Efectivo restringido	168	15	-	183	326
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.694	372	-	8.066	5.821
Otros activos corrientes	32.364	20.408	(39.017)	13.755	19.906
Total activo corriente	69.111	24.498	(39.017)	54.592	53.935
Total activo	200.049	40.758	(51.144)	189.663	198.523
Patrimonio					
Patrimonio	80.213	107	6.780	87.100	90.879
Pasivo					
Deuda financiera	30.220	3.675	-	33.895	36.916
Otros pasivos no corrientes	34.405	4.079	(18.774)	19.710	18.036
Total pasivo no corriente	64.625	7.754	(18.774)	53.605	54.952
Deuda financiera	6.576	605	-	7.181	6.800
Impuesto sobre la renta por pagar	797	3	-	800	3.444
Otros pasivos corrientes	47.838	32.289	(39.150)	40.977	42.448
Total pasivo corriente	55.211	32.897	(39.150)	48.958	52.692
Total pasivo	119.836	40.651	(57.924)	102.563	107.644
Total patrimonio y pasivo	200.049	40.758	(51.144)	189.663	198.523

*Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2016

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

TABLA • ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2015 • EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

	31 de diciembre de 2015				Año terminado el 31 de diciembre de 2014*
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones y reclasificaciones ¹	Consolidado mundial	
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	121.924	5.109	-	127.033	141.248
Efectivo restringido	256	348	-	604	284
Otros activos no corrientes	16.556	7.760	(7.365)	16.951	20.678
Total activo no corriente	138.736	13.217	(7.365)	144.588	162.210
Inventarios	7.402	2.274	-	9.676	11.764
Documentos y cuentas por cobrar	16.978	1.228	-	18.206	1.907
Efectivo restringido	316	10	-	326	7.977
Efectivo y equivalentes de efectivo	5.255	565	-	5.821	1.292
Otros activos corrientes	33.404	25.144	(38.642)	19.906	32.268
Total activo corriente	63.355	29.221	(38.642)	53.935	55.208
Total activo	202.091	42.438	(46.007)	198.523	217.418
Patrimonio					
Patrimonio	95.582	1.258	(5.962)	90.879	89.757
Pasivo					
Deuda financiera	33.775	3.141	-	36.916	39.871
Otros pasivos no corrientes	16.220	2.543	(727)	18.036	32.064
Total pasivo no corriente	49.995	5.684	(727)	54.952	71.935
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	106.509	41.180	(40.045)	107.644	127.661
Total patrimonio y pasivo	202.091	42.438	(46.007)	198.523	217.418

*Saldos reestructurados. Ver estados financieros consolidados de PDVSA del año 2016

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

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

Producción

Producción crudo

La producción total promedio para el año 2016 fue de 2.466 MBD a nivel Nacional, lo cual representa una disminución de 280 MBD (10,1%) con respecto a la producción del promedio de 2.746 MBD mantenida durante el año 2015, esta disminución obedece a distintos factores. En primer lugar, PDVSA debe dar cumplimiento con el acuerdo establecido con la OPEP, que sugiere congelar y reducir la producción petrolera, en defensa del precio del barril en el mercado internacional. Por otra parte, la propia situación del mercado petrolero mundial, con la reducción mantenida de precios, trae un reconocido impacto en el financiamiento y desarrollo de algunos proyectos de inversión de la industria petrolera a nivel internacional, influyendo en su comportamiento cíclico. PDVSA no escapa a esta realidad, viendo impactados principalmente algunos programas de recuperación de la producción para hacer frente a las altas tasas de declinación energética natural, menor espesor de arenas petrolíferas y ajuste de potencial por incremento del porcentaje de agua y sedimento de algunos campos maduros. Hecho que contrasta con el comportamiento de otros campos, como los nuevos desarrollos de la FPO, donde se alcanzó un crecimiento de hasta 47% en los volúmenes de producción.

Producción de LGN

La producción promedio del año 2016 de LGN fue de 105 MBD, lo que representa una disminución de 12 MBD (10,2%) de la producción promedio del año 2015, que fue de 117 MBD.

Ventas de petróleo, sus productos y otros

Exportaciones y ventas en el exterior

Durante el año 2016, las exportaciones de crudo y productos fueron de 41.314 millones de dólares, reflejando una disminución de 13.401 millones de dólares (24%) en relación con el año 2015, que fueron 54.716 millones de dólares, debido principalmente a una disminución del precio promedio de la cesta de exportación venezolana de 9,5 US\$/BI (21%), al ubicarse en 35,15 US\$/BI en 2016, con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2015 de 44,65 US\$/BI.

Ventas mercado local

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela aumentaron en 114 millones de dólares (26%), pasando de 435 millones de dólares en diciembre de 2015 a 549 millones de dólares en diciembre de 2016, esto principalmente debido a que el Ministerio de Petróleo oficializó el incremento del precio de la gasolina con la publicación de una

resolución en la Gaceta Oficial N° 40.851 de fecha 18 de febrero de 2016, la misma señala que la gasolina de 95 octanos tendrá un precio de Bs. 6 y la de 91 octanos Bs. 1.

Ingresos por alimentos, servicios y otros

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros disminuyeron en 74 millones de dólares (39%) pasando de 188 millones de dólares en diciembre 2015 a 114 millones de dólares en diciembre 2016, principalmente asociado al segmento de servicios prestados al sector internacional.

Ingresos financieros

Los ingresos financieros presentaron una disminución de 10.805 millones de dólares (64%), pasando de 16.830 millones de dólares en el año 2015 a 6.025 millones de dólares en el año 2016.

PDVSA reconoció las variaciones en el 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 por 5.534 MMUS\$ en 2016 y 15.039 MMUS\$ en 2015, debido a que en las fechas de modificación de los tipos de cambio establecidos en los convenios cambiarios, 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 5.148 millones de dólares (22%), pasando de 22.965 millones de dólares en el año 2015 a 17.817 millones de dólares en el año 2016, principalmente por el efecto de la caída de los precios promedios de las compras en 8,74 US\$/BI (18%), al pasar de 47,99 US\$/BI en 2015 a 39,25 US\$/BI en 2016.

Gastos de operación, ventas, Administración y Generales

Estos gastos para el año 2016 alcanzaron un saldo de 9.121 millones de dólares, mientras que para el año 2015 se ubicaron en 16.828 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 7.707 millones de dólares (46%). Esto debido principalmente a la disminución originada por la variación en el tipo de cambio durante el año y reconocimiento por parte del Accionista, de la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción de la gasolina 91-95 octanos y diesel distribuidos en Venezuela durante el 2016, compensados parcialmente por los incrementos en los gastos de labor y servicios contratados en Venezuela.

Gastos de exploración

En el año 2016, el saldo de los gastos de exploración, alcanzó un saldo de 124 millones de dólares, y 50 millones de dólares en 2015, experimentando un aumento de 74 millones de dólares (148%) con respecto a ese año. Esta variación obedece al aumento del componente en bolívares asociado principalmente a los gastos de labor y servicios contratados durante el año.

Aportes y contribuciones para el desarrollo social

Durante el año 2016, estos aportes y contribuciones alcanzaron 977 millones de dólares, reflejando una disminución de 8.212 millones de dólares (89%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2015 donde fueron 9.189 millones de dólares. Esta disminución se debe en parte a la caída de los precios petroleros que ocasionan un impacto en los aportes al FONDEN según lo establecido en la ley que crea la contribución especial por precios extraordinarios y exorbitantes, así como el direccionamiento de algunos aportes como dividendos al accionista.

Nota: para más información ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2016.

Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta presentó un incremento de 4.534 millones de dólares (122%) durante el año 2016, en comparación con el año 2015, debido a la disminución del beneficio de impuesto diferido originada por la variación en el tipo de cambio durante el año en las cuentas por cobrar de los Convenios de Cooperación Energética, parcialmente compensada por una disminución en el gasto de impuesto corriente producto de la valoración de los estados financieros a tasa de cambio previsto en el artículo 1 del convenio cambiario N° 35 de las empresas dedicadas a las actividades primarias de hidrocarburos, líquidos y gaseosos.

Resultado de operaciones discontinuadas, neto de impuesto

En diciembre de 2015, como parte de un plan de revisión de procesos y estructuras del Grupo, el cual está orientado a concentrar esfuerzos principalmente sobre sus filiales petroleras, la Asamblea de Accionista aprobó la desincorporación de la totalidad de las filiales no petroleras y su transferencia al Accionista, a su valor en libros.

Las filiales que se desincorporarán son: 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 el año 2016, PDVSA creó un comité multidisciplinario con el propósito de desarrollar y ejecutar planes mediante algunas acciones operativas, legales y financieras para la desincorporación de las filiales no petroleras. Se estima completar el plan establecido por el Grupo para este proceso, en el segundo semestre de 2017. En diciembre de 2016, el Ministerio creó un organismo que está facultado para la recepción de estas filiales y la culminación de este proceso de transferencia.

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.

Resultado actuarial por beneficios a empleados, neta de impuesto

Durante el año 2016, PDVSA reconoció una ganancia actuarial por beneficios a empleados de 404 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 2016, los activos totales alcanzaron un saldo de 189.663 millones de dólares, lo que representa una disminución de 8.860 millones de dólares (4%) con respecto al 31 de diciembre de 2015, fecha en que se ubicaban en 198.523 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

Propiedades, plantas y equipos, neto

Las Propiedades, Plantas y Equipos aumentaron en 531 millones de dólares (0,4%), pasando de 127.033 millones de dólares en 2015 a 127.564 millones de dólares en 2016, originado principalmente por la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimientos mayores, adecuación de pozos y ampliación de infraestructura, para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción según lo establecido en el Plan de la Patria.

Documentos y cuentas por cobrar

Los documentos y cuentas por cobrar aumentaron en 4.472 millones de dólares (25%), en comparación al año 2015, alcanzando un total de 22.678 millones de dólares al 31 de diciembre de 2016, originado principalmente por el incremento en los saldos por cobrar por los despachos en el marco del convenio del Fondo Conjunto

China – Venezuela, adicionalmente por el reconocimiento de parte de la República de la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción de la gasolina 91-95 octanos y diesel.

Otros activos corrientes y no corrientes

Impuesto diferido activo:

El impuesto sobre la renta diferido activo disminuyó en 7.567 millones de dólares (75%), en comparación al año 2015, alcanzando un total de 2.496 millones de dólares al 31 de diciembre de 2016, esto se debe principalmente por la variación en el tipo de cambio durante el año en las cuentas por cobrar de los Convenios de Cooperación Energética.

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 2016 presenta una disminución de 172 millones de dólares (35%) en comparación con el año 2015, ubicándose en un total de 318 millones de dólares en 2016, debido principalmente a la modificación del tipo de cambio durante el año 2016.

Cuentas por cobrar y otros activos:

Las cuentas por cobrar largo plazo disminuyeron en 2.324 millones de dólares (36%), en comparación con el año 2015, alcanzando un total 4.074 millones de dólares al 31 de diciembre de 2016, 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 países en el marco del Acuerdo Energético de PETROCARIBE y otros acuerdos de cooperación correspondientes a las cuentas por cobrar largo plazo.

Gastos pagados por anticipado y otros activos:

Los gastos pagados por anticipado y otros activos disminuyeron en 1.380 millones de dólares (19%), en comparación con el año 2015, alcanzando un total de 5.680 millones de dólares, principalmente por la variación del tipo de cambio durante el año.

Inventarios:

Los inventarios aumentaron en 234 millones de dólares (2%), respecto al año 2015, alcanzando un monto de 9.910 millones de dólares en 2016, principalmente en el rubro de petróleo crudo y sus productos por parte de la filial PDVSA Petróleo, S.A.

Activos mantenidos para su disposición y sus pasivos asociados

(véase la sección “Resultado en operaciones discontinuadas, neta de impuesto”, página 126.

Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2016, el patrimonio presentó un saldo de 87.100 millones de dólares, mostrando una disminución de 3.719 millones de dólares (4%) con respecto al 31 de diciembre de 2015, que presentó un saldo de 90.879 millones de dólares. Esta disminución se produjo principalmente por los dividendos decretados en el período, netos del resultado del ejercicio.

Pasivo

Al 31 de diciembre de 2016, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 102.563 millones de dólares, lo que representa una disminución de 5.081 millones de dólares (5%) con respecto al 31 de diciembre de 2015, fecha en que se ubicaban en 107.644 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 2.640 millones de dólares (6%) al 31 de diciembre de 2016 en comparación con el año 2015, alcanzando un total de 41.076 millones de dólares en 2016, originado principalmente por las amortizaciones de capital de interés realizadas durante el año, cumpliendo con los compromisos establecidos con las instituciones financieras.

Acumulaciones y otros pasivos:

Las acumulaciones y otros pasivos aumentaron en 4.293 millones de dólares (17%), en comparación al año 2015, alcanzando un total de 30.304 millones de dólares al 31 de diciembre de 2016, debido principalmente al aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas durante el año 2016.

Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios post-empleo

Al 31 de diciembre de 2016 se presentó una disminución en los beneficios a los empleados y otros beneficios post-empleo por 4.411 millones de dólares (54%) con relación a diciembre 2015. La disminución es originada principalmente por el efecto de la variación del tipo de cambio durante el año 2016.

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.

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 2016, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 21.636 millones de dólares, debido fundamentalmente a una ganancia neta de 828 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 20.808 millones de dólares.

Flujo de caja usado para las actividades de inversión

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2016, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 12.142 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 planificados.

Flujo de Caja Provisto por las Actividades de Financiamiento

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2016, el efectivo neto de PDVSA usado para las actividades de financiamiento fue de 2.476 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto surgido entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 6.238 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, y disminuciones por pagos de dicha deuda

financiera consolidada por 8.837 millones de dólares cumpliendo con los compromisos establecidos con las instituciones financieras.

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 2015 y 2014, para conformar su presentación con la clasificación usada en el año 2016.

Nuevos pronunciamientos contables aún no adoptados

Un conjunto de normas nuevas, enmiendas e interpretaciones a las normas actuales son efectivas para los períodos anuales que comienzan después del 1° de enero de 2016, 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 para determinar sus posibles impactos en los estados financieros consolidados:

- **Iniciativa de revelación (modificaciones a la NIC 7, estado de flujos de efectivo)**

Las modificaciones requieren revelaciones que permitan a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos derivados de las actividades de financiamiento, incluyendo tanto los cambios surgidos de los flujos de efectivo como los cambios no relacionados con el efectivo.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2017 o después; su adopción anticipada está permitida.

- **Reconocimientos de activos por impuesto diferidos por pérdidas no realizadas (modificaciones a la NIC 12 impuesto a las ganancias)**

Las modificaciones aclaran la contabilización de los activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos al valor razonable.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2017 o después; su adopción anticipada está permitida.

• **NIIF 15 Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes**

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

La NIIF 15 es efectiva para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2018 o en una fecha posterior; su adopción anticipada está permitida.

• **NIIF 9 Instrumentos financieros (2014)**

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

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

• **NIIF 16 arrendamientos**

La NIIF 16 introduce un modelo de arrendamiento contable único para los arrendatarios. El arrendatario reconoce un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo subyacente y un pasivo por arrendamiento que representa su obligación de hacer pagos por arrendamiento. Los arrendadores continuarán clasificando los arrendamientos como financieros u operativos.

La NIIF 16 reemplaza las guías sobre arrendamientos existentes, incluyendo la NIC 17 Arrendamientos, la CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo Contiene un Arrendamiento, la SIC-15 Arrendamientos Operativos – Incentivos y la SIC 27 Evaluación de la Esencia de las Transacciones que Adopten la Forma Legal de un Arrendamiento. La NIIF 16 es efectiva para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2019 o en una fecha posterior; su adopción anticipada esta permitida para entidades que apliquen la NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes.



GLOSARIO DE TÉRMINOS

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

PDVSA Ecuador	PDVSA Ecuador, S.A.
PDVSA Gas	PDVSA Gas, S.A.
PDVSA Gas Comunal	PDVSA Gas Comunal, S.A.
PDVSA Industrial	PDVSA Industrial, S.A.
PDVSA Ingeniería y Construcción	PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.
PDVSA Naval	PDVSA Naval, S.A.
PDVSA Petróleo	PDVSA Petróleo, S.A.
PDVSA Servicios	PDVSA Servicios, S.A.
PDVSA Uruguay	PDVSA Uruguay, S.A.
PDVSA VI	PDVSA Virgin Island, Inc.
Petrocedeño	Petrocedeño, S.A.
Petrolera 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
km ²	Kilómetros cuadrados
kW	Kilovatios

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





