



Petróleos de Venezuela, S.A.

SUMARIO

Este sumario resalta información contenida en otras partes del prospecto de la oferta de bonos. Este no contiene toda la información que se pudiera considerar importante para tomar su decisión. Sin embargo, se debe leer el prospecto completo y en detalle, incluyendo la sección de información financiera.

Información General

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una sociedad mercantil, domiciliada en Caracas, originalmente constituida, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización), mediante Decreto N° 1.123, de fecha 30 de agosto de 1975, y cuyas acciones pertenecen en su totalidad a la República Bolivariana de Venezuela; razón por la cual, sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET).

De conformidad con el marco legal vigente, PDVSA es responsable, en Venezuela, del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como también de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades relacionadas con exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte y venta de los hidrocarburos y sus derivados, tanto en Venezuela como fuera del país. La mayoría de sus filiales en el exterior están involucradas en las actividades de refinación y comercialización a escala mundial.

PDVSA tiene su domicilio en la ciudad de Caracas, Venezuela. Sus oficinas están ubicadas en la Avenida Libertador, La Campiña, Apartado N° 169, Caracas 1010-A,. Su número telefónico: +58-212-708-4111. Su sitio en Internet es: www.pdvsa.com.

Según datos publicados en la revista *Petroleum Intelligence Weekly*, en fecha 1 de diciembre de 2008, PDVSA escaló una posición, comparada con el año anterior, pasando a ser la cuarta entre las compañías más grandes a escala mundial en el negocio petrolero. El estudio está basado en una combinación de criterios operacionales (reservas, producción, refinación y ventas), ocupando actualmente PDVSA las siguientes posiciones:

- Quinta en reservas probadas de petróleo y gas.
- Séptima en producción de petróleo.
- Quinta en capacidad de refinación.
- Octava en ventas.

De acuerdo con lo previsto en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, los yacimientos de hidrocarburos existentes en el territorio nacional pertenecen a la República. En tal sentido, la Carta Constitucional dispone que el Estado venezolano debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA.

Asimismo, la Ley Orgánica de Hidrocarburos dispone que tanto las actividades de exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento iniciales (actividades primarias), como el comercio nacional e internacional de los hidrocarburos naturales y sus productos derivados (actividades de comercialización), están reservadas al Estado venezolano o empresas en las que el Estado mantenga control mediante una participación accionaria superior al 50%.

Los principales compradores de petróleo crudo de PDVSA están en los EE.UU, Canadá, Europa, Sur América, el Caribe y Asia. PDVSA además refina petróleo crudo y otros productos en Venezuela y en el exterior, incluyendo gasolina, diesel, *jet fuel*, productos industriales, lubricantes y asfalto.

PDVSA a través de su filial PDVSA GAS, S.A, también desarrolla el negocio de gas con una producción de aproximadamente 659 millones de barriles de petróleo equivalentes (“mmbpe”).

PDVSA, de conformidad con la Ley del Banco Central de Venezuela y el Convenio Cambiario N° 9, tiene la potestad de mantener fondos en divisas en el exterior a los efectos de acometer el servicio de su deuda y sus planes de inversión, entre otros.

Desarrollo Social

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y la Ley Orgánica de Hidrocarburos establecen la obligación de PDVSA de contribuir con mano de obra y recursos financieros en los programas sociales desarrollados y administrados por el Gobierno venezolano. Específicamente, el artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que los ingresos del Gobierno venezolano provenientes de actividades petroleras, deberán ser empleados para la promoción de programas de salud, fondos de estabilización macroeconómica y participación en el desarrollo social y económico de la República Bolivariana de Venezuela.

PDVSA efectuó aportes en efectivo para los programas sociales llevados a cabo por el Gobierno venezolano por \$ 549 millones en 2003, \$ 4.316 millones en 2004, \$7.287 millones en 2005, \$11.993 en 2006, \$ 13.897 en 2007 y \$ 15.133 en 2008, incluyendo los aportes y contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

Estrategia de Negocios

El Plan Siembra Petrolera fue ampliamente discutido durante el año 2008 y 2009, en un entorno de revisión constante de las expectativas de crecimiento global, caracterizadas por los eventos sucedidos en virtud de la crisis financiera global. El plan se basa fundamentalmente en los lineamientos impartidos por el Estado venezolano a PDVSA, a saber:

- Valorizar nuestro recurso natural de hidrocarburos en beneficio de la Nación.
- Contribuir al posicionamiento geopolítico del país en el ámbito internacional.
- Ser un instrumento para el desarrollo del país.

De conformidad con la orientación estratégica, el Plan Siembra Petrolera contempla principalmente los siguientes objetivos:

- Mantener la continuidad operacional en forma efectiva y eficiente conforme tanto con las mejores prácticas científicas, técnicas y gerenciales, como las normas y procedimientos sobre higiene, protección y remediación ambiental, para el aprovechamiento racional de los hidrocarburos.

- Adecuar e incrementar el parque refinador.
- Fortalecer e impulsar el desarrollo tecnológico.
- Expandir y diversificar nuestros mercados en Latinoamérica, el Caribe, Asia y Europa y desarrollar la integración regional.
- Potenciar el equilibrio territorial y satisfacer el mercado interno de los hidrocarburos.

LA OFERTA

PETROBONO 2014:

Emisor.....	Petróleos de Venezuela, S.A.
Moneda.....	Dólares de los EE.UU. (“U.S.\$”, “US\$” o “Dólares”)
Monto.....	US\$ 1.300.000.000,00
Cupón.....	4,90% Fijo y pagadero semestralmente sobre la base de cálculo de 30/360
Vencimiento.....	28 de octubre de 2014
Amortización.....	Única al vencimiento
Denominaciones.....	US\$ 1.300,00 mínimo, más incrementos de US\$ 1.300,00
Fecha de Liquidación.....	28 de octubre de 2009
Liquidación	El precio de compra será pagadero en bolívares a la tasa de cambio oficial vigente para la venta de DOS BOLÍVARES CON 15/100 (Bs. 2,15) por US\$
Custodia.....	Euroclear y/o Clearstream

PETROBONO 2015:

Emisor	Petróleos de Venezuela, S.A.
Moneda.....	Dólares de los EE.UU. (“U.S.\$”, “US\$” o “Dólares”)
Monto.....	US\$ 1.300.000.000,00
Cupón.....	5,00% Fijo y pagadero semestralmente sobre la base de cálculo de 30/360
Vencimiento.....	28 de octubre de 2015
Amortización	Única al vencimiento
Denominaciones.....	US\$ 1.300,00 mínimo, más incrementos de US\$ 1.300,00
Fecha de Liquidación	28 de octubre de 2009
Liquidación	El precio de compra será pagadero en bolívares a la tasa de cambio oficial vigente para la venta de DOS BOLÍVARES CON 15/100 (Bs. 2,15) por US\$
Custodia	Euroclear y/o Clearstream

PETROBONO 2016:

Emisor	Petróleos de Venezuela, S.A.
Moneda.....	Dólares de los EE.UU. (“U.S.\$”, “US\$” o “Dólares”)
Monto	US\$ 400.000.000,00
Cupón.....	5,125% Fijo y pagadero semestralmente sobre la base de cálculo de 30/360
Vencimiento.....	28 de octubre de 2016
Amortización	Única al vencimiento
Denominaciones	US\$ 400,00 mínimo, más incrementos de US\$ 400,00
Fecha de Liquidación	28 de octubre de 2009
Liquidación	El precio de compra será pagadero en bolívares a la tasa de cambio oficial vigente para la venta de DOS BOLÍVARES CON 15/100 (Bs. 2,15) por US\$
Custodia	Euroclear y/o Clearstream

La fecha de esta convocatoria es 16 de octubre de 2009

INFORMACIÓN FINANCIERA

Balances Generales Consolidados

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Saldos al 31 de diciembre de				
	2008	2007	2006	2005	2004
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	73.010	52.436	42.503	35.959	35.375
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.773	1.743	1.928	2.978	3.039
Otros activos no corrientes	16.625	13.828	13.065	12.563	10.156
Total activo no corriente	91.408	68.007	57.496	51.500	48.570
Inventarios	8.678	8.470	7.003	5.621	4.537
Documentos y cuentas por cobrar	10.810	11.225	9.546	7.978	5.595
Efectivo restringido	347	1.555	441	1.925	709
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.483	3.325	2.282	1.800	1.748
Otros activos corrientes	16.106	14.312	3.761	1.541	688
Total activo corriente	40.424	38.887	23.033	18.865	13.277
Total activo	131.832	106.894	80.529	70.365	61.847
Patrimonio					
Patrimonio (1)	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	13.418	13.634	2.262	2.704	2.716
Otros pasivos no corrientes	12.515	6.722	6.009	5.447	5.369
Total pasivo no corriente	25.933	20.356	8.271	8.151	8.085
Deuda financiera	1.677	2.977	652	729	1.004
Cuentas por pagar a proveedores	7.556	3.111	6.379	4.993	4.313
Impuesto sobre la renta por pagar	2.047	3.048	2.487	4.305	3.367
Otros pasivos corrientes	23.106	21.340	9.637	5.092	3.149
Total pasivo corriente	34.386	30.476	19.155	15.119	11.833
Total pasivo	60.319	50.832	27.426	23.270	19.918
Total patrimonio y pasivo	131.832	106.894	80.529	70.365	61.847
Relación Deuda/Patrimonio					
Total deuda	15.095	16.611	2.914	3.433	3.720
Deuda/Patrimonio (2)	21%	30%	5%	7%	9%

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

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

Estados Consolidados de Resultados

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2008	2007	2006	2005	2004 (1)
Operaciones Continuas:					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	122.488	93.820	96.764	81.105	60.972
En Venezuela	2.804	2.357	2.233	1.408	1.227
Productos Alimenticios y otros de consumo masivo	1.072	65	255	402	43
	<u>126.364</u>	<u>96.242</u>	<u>99.252</u>	<u>82.915</u>	<u>62.242</u>
Costos y gastos:					
Compras, neta de variación de inventario:					
Petróleo crudo y sus productos,	39.500	28.137	38.778	32.001	23.748
Productos Alimenticios y otros de consumo masivo	693	-	-	-	-
Gastos de operación	22.385	14.958	14.779	14.034	13.181
Gastos de exploración	375	154	100	118	60
Depreciación y amortización	5.220	4.018	3.640	3.191	2.944
Gastos de venta, administración y generales	4.982	2.702	2.184	1.667	1.157
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	23.462	21.981	18.435	13.318	9.247
Aporte y contribuciones para el desarrollo social:					
Aportes para el desarrollo social	2.326	7.341	13.784	6.909	1.242
Contribuciones al FONDEN	12.407	6.761	-	-	-
(Ingresos) gastos financieros, neto	200	501	267	183	449
Otros egresos (ingresos):					
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	(998)	-	-	-	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	(641)	(1.432)	-	-
Otros egresos (ingresos), neto	2.328	(127)	374	446	628
	<u>112.880</u>	<u>85.785</u>	<u>90.909</u>	<u>71.867</u>	<u>52.656</u>
Participación patrimonial en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	153	732	1.120	1.074	938
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	13.637	11.189	9.463	12.122	10.524
Impuesto sobre la renta	4.281	5.017	4.031	5.793	5.420
Ganancia neta de operaciones continuas	9.356	6.172	5.432	6.329	5.104
Operaciones descontinuadas:					
Ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	57	101	20	154	302
Ganancia neta	<u>9.413</u>	<u>6.273</u>	<u>5.452</u>	<u>6.483</u>	<u>5.406</u>
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	7.451	5.371	4.994	6.469	5.432
Intereses minoritarios	1.962	902	458	14	(26)
Ganancia neta	<u>9.413</u>	<u>6.273</u>	<u>5.452</u>	<u>6.483</u>	<u>5.406</u>

(1) Para el año 2004, Pequiven es presentado dentro de operaciones descontinuadas

INFORMACIÓN OPERACIONAL

LA CORPORACIÓN

PDVSA está constituida como una sociedad anónima y fue creada originalmente como la empresa “matríz” de las filiales operadoras.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una sociedad mercantil, domiciliada en Caracas, originalmente constituida, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización), mediante Decreto N° 1.123, de fecha 30 de agosto de 1975, y cuyas acciones pertenecen en su totalidad al Estado venezolano. De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las actividades de exploración, explotación y comercio internacional de hidrocarburos y sus derivados, entre otras, están reservadas al Estado o empresas en las que el Estado mantenga control mediante una participación accionaria superior al 50%. PDVSA controla indirectamente el 100% de CITGO, un ente refinador y comercializador de combustibles para el transporte, productos petroquímicos y otros derivados del petróleo en los EE.UU.

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

Hasta el 31 de diciembre de 1997, PDVSA realizó sus operaciones en Venezuela a través de tres filiales operadoras principales, Corpoven, S.A., Lagoven, S.A. y Maraven, S.A. En 1997, PDVSA estableció una nueva estructura operativa basada en unidades de negocio. Desde entonces, PDVSA ha trabajado en un proceso de transformación de sus operaciones con la finalidad de mejorar su productividad, modernizar sus procesos administrativos y mejorar su retorno de capital. El proceso de transformación conllevó la fusión de Lagoven, S.A. y Maraven, S.A. en Corpoven S.A. (las antiguas operadoras) el 1 de enero de 1998 y el cambio de su denominación social a PDVSA Petróleo y Gas, S.A.. En mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas, S.A cambió su denominación social a “PDVSA Petróleo, S.A.” originándose otro cambio en la estructura organizacional petrolera, dado que la actividad relacionada con el gas natural no asociado pasó a ser manejada por la filial PDVSA Gas, S.A. Para finales del año 2002, ciertos activos gaseosos no asociados fueron transferidos a dicha filial.

Adicionalmente, PDVSA ha realizado ajustes dentro de su organización con la finalidad de mejorar el control interno de sus operaciones, mejorar su modelo de gobierno corporativo y alinear su estructura organizativa con las estrategias a largo plazo de su accionista.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y PRINCIPALES ACTIVIDADES

PDVSA desarrolla sus operaciones a través de diversas filiales creadas para fines específicos; así como también participa en asociación con compañías nacionales y extranjeras. Las operaciones de PDVSA incluyen:

- Exploración, producción y mejoramiento de crudo y gas natural.
- Exploración y producción de gas natural de recursos Costa Afuera, incluyendo la posibilidad de exportar líquidos de gas natural (LGN).
- Refinación, mercadeo, transporte de crudo y productos refinados.
- Procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural.
- Las operaciones de refinación, mercadeo y transporte están localizadas en Venezuela, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Las actividades de exploración son realizadas tanto en territorio venezolano como en otros países, tales como Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina, Mali, Gambia y Vietnam. Las actividades de producción se realizan únicamente en territorio venezolano, a través de sus filiales PDVSA Petróleo, S.A., PDVSA Gas, S.A. y las empresas mixtas filiales de la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP).

a) **Reservas**

Todas las reservas de petróleo y gas natural que están situadas en el territorio venezolano son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, estimadas por PDVSA y oficializadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), siguiendo el manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos establecidas por este ente oficial. Estas normas, no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por la Nación, y son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.

Durante el año 2008, la producción fue de 1.197 MMBIs de petróleo, lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2008 de 62.740 MMBIs. La producción comercial de petróleo en Venezuela está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón; Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la Oriental que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre; y la de Carúpano, incorporada desde el año 2006 y que abarca los estados Sucre y Nueva Esparta, y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, probadas desarrolladas, la producción del año y la relación de las reservas probadas con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2008:

RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE VENEZUELA

Cuenca	Probadas (1)	Probadas Desarrolladas (2)	2008 Producción	Relación Reservas Probadas / Producción
	(MMBIs al 31/12/2008)		(MBD)	(años)
Petróleo (3)				
Maracaibo-Falcón	20.286	5.412	1.084	51
Barinas-Apure	1.575	275	81	53
Oriental	150.387	10.611	2.105	195
Carúpano	75	-	-	-
Total (4)	172.323	16.298	3.270	144
<i>Extrapesado</i>	131.611	5.669	819	439
Gas Natural en MMBpe (5)				
Maracaibo-Falcón	5.937	1.165	163	100
Barinas-Apure	56	29	8	19
Oriental (6)	21.811	5.475	488	122
Carúpano	2.543	-	-	-
Total Gas Natural en MMBpe	30.347	6.669	659	126
Total Hidrocarburos en MMBpe	202.670	22.967	3.929	141

(1) Desarrolladas y no desarrolladas.

(2) En el año 2008 las reservas probadas desarrolladas de gas fueron revisadas yacimiento por yacimiento, considerando el comportamiento de producción de los pozos activos, el tipo de hidrocarburo (tomando en cuenta que 85% de las reservas totales de gas están asociadas al petróleo y éste actualmente posee sólo 9% de desarrollo), y a la solicitud del MENPET de incluir en los estudios sometidos el cálculo de estas reservas. En años anteriores las reservas remanentes desarrolladas se basaban en una estimación de aproximadamente 70% de las reservas probadas totales, lo cual incluía pozos y yacimientos inactivos.

(3) La producción fiscalizada de petróleo empleada para el balance de reservas excluye el condensado de planta de 8 MBD.

(4) Las reservas probadas totales de petróleo fueron oficializadas por el MENPET según Gaceta Oficial N° 39.139 de fecha 16 de marzo de 2009.

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

(6) Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 4.442 MMBpe al 31 de diciembre de 2008.

De acuerdo con los niveles de producción del año 2008, las reservas probadas de petróleo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 144 años, aproximadamente, para lo cual se está ejecutando el Plan Siembra Petrolera 2007-2013, que prevé el desarrollo de las reservas de una forma adecuada y sustentable. Este tiempo de agotamiento se elevará a 262 años, cuando se concluya la certificación de reservas del Proyecto Orinoco Magna Reserva el cual cuenta, hasta ahora, con un avance de 40% en la incorporación de reservas de petróleo, es decir 94 MMBls de los 235 MMBls planificados para incorporarlas hasta el año 2010.

RESERVAS PROBADAS DE VENEZUELA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

Expresadas en millones de barriles (MMBls) a menos que se indique lo contrario

	2008	2007	2006	2005	2004
RESERVAS PROBADAS					
Condensado	1.788	1.826	1.870	1.833	1.867
Liviano	9.867	9.981	9.735	9.747	9.830
Mediano	11.333	11.939	12.345	12.456	12.487
Pesado	17.724	17.458	17.391	17.533	17.708
Extrapesado (1)	131.611	58.173	45.983	38.443	38.690
Total petróleo	172.323	99.377	87.324	80.012	80.582
Relación de Reservas/Producción (Años)					
	144	87	73	67	69
Gas natural (MMMPCN) (2)	176.015	170.920	166.249	152.264	151.479
Gas natural (MMBpe)	30.347	29.469	28.664	26.252	26.117
Total hidrocarburos en MMBpe	202.670	128.846	115.988	106.264	106.699
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS					
Condensado	346	381	407	321	387
Liviano	2.221	2.404	2.760	2.359	2.772
Mediano	3.431	3.747	4.812	5.026	5.471
Pesado	4.631	5.024	5.333	5.406	4.569
Extrapesado	5.669	3.981	6.308	3.826	4.076
Total Petróleo	16.298	15.537	19.620	16.938	17.275
Gas natural (MMMPCN)	38.682	105.154	110.108	106.726	106.035
Gas natural (MMBpe)	6.669	18.130	18.985	18.401	18.282
Total hidrocarburos en MMBpe	22.967	33.667	38.605	35.339	35.557
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Petróleo	9%	16%	22%	21%	21%
Gas natural	22%	62%	66%	70%	70%

(1) Las reservas probadas de petróleo extrapesado situado en la FPO tienen un bajo grado de desarrollo y se sitúan, al cierre de diciembre de 2008 en 129.935 MMBls, aproximadamente.

(2) Incluye 24.039 MMMPCN, 18.899 MMMPCN, 16.447 MMMPCN, 13.819 MMMPCN y 13.649 MMMPCN en cada uno de los años 2008, 2007, 2006, 2005 y 2004 respectivamente, asociados a las reservas de crudo extrapesado. Según Gaceta Oficial N° 38.913 del 18/04/2008, para el año 2007 las reservas probadas de gas oficializadas por el MENPET son de 170.867 MMMPCN.

b) Exploración

Durante el año 2008, los estudios exploratorios se concentraron en la ejecución de 27 proyectos, con la finalidad de investigar un volumen de expectativas de 23.074 MMBIs de crudo y 52.158 MMMPC de gas, a lo largo del territorio nacional, en las regiones de oriente, occidente, centro sur y costa afuera; así como la ejecución de estudios, a nivel internacional, en Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina, Mali, Gambia y Vietnam; estos últimos como parte de los acuerdos suscritos entre la República Bolivariana de Venezuela y los países indicados.

Al cierre del año 2008, se finalizaron cuatro proyectos en la región de oriente: Triásico-Jurásico, Pantano Oriental, Roblote y Las Piedritas. Como resultado de estos estudios se identificaron seis nuevas oportunidades en el proyecto Triásico-Jurásico, con expectativas asociadas en el orden de 1.954 MMBIs de crudo y 6.147 MMMPC de gas; así como 26 nuevas oportunidades en el proyecto Pantano Oriental, con volúmenes de expectativas asociadas de 831 MMBIs de crudo y 744 MMMPC de gas. Igualmente, en el proyecto Roblote se identificaron tres nuevas oportunidades con unas expectativas estimadas de 62 MMBIs de crudo y 1.420 MMMPC de gas. En cuanto al proyecto Las Piedritas se identificaron siete oportunidades adicionales con unas expectativas estimadas de 445 MMBIs de crudo y 1.625 MMMPC de gas.

c) Producción

El potencial de producción de crudo a nivel Nación al cierre del año 2008, alcanzó un total de 3.804 MBD, de los cuales 2.780 MBD corresponden a gestión directa (1.224 MBD en oriente, 99 MBD en centro sur, 1.029 MBD en occidente y 428 MBD en la Faja Petrolífera del Orinoco), 447 MBD corresponden a empresas mixtas liviano-mediano y 577 MBD a las empresas mixtas de la FPO.

En el año 2008, la producción fiscalizada total del petróleo en Venezuela se ubicó en 3.260 MBD, que incluye 3.235 MBD de la producción propia de PDVSA y 25 MBD de la participación de terceros en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). La producción propia promedio de petróleo atribuible a PDVSA en el año 2008 fue de 3.235 MBD, que incluye en gestión directa 2.382 MBD (1.076 MBD en oriente, 854 MBD en occidente, 81 MBD en centro sur y 371 MBD de la FPO), Empresas Mixtas Liviano-Mediano 378 MBD, y Empresas Mixtas y participación de PDVSA en la FPO de 475 MBD. Durante el año 2008, el costo promedio de producción de petróleo fue aproximadamente de 7,10 \$/Bpe.

En promedio, al cierre de diciembre de 2008, la producción del gas natural fue de 6.904 MMPCD (o 1.190 MMBpe), de la cual 3.081 MMPCD, fueron reinyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta del gas natural fue de 3.823 MMPCD.

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

PRODUCCIÓN DE PDVSA, PRECIO DE VENTA Y COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO

En el año terminado al 31 de diciembre de (en miles de barriles por día, a menos que se indique lo contrario)

Producción de Petróleo	2008	2007	2006	2005	2004
Condensado	141	133	125	18	25
Liviano	579	589	642	776	767
Mediano	911	911	1.020	999	1.001
Pesado + Extrapesado (1)	1.604	1.271	1.120	1.113	1.040
Total Petróleo	3.235	2.904	2.907	2.906	2.833
Líquidos del Gas Natural	162	172	177	165	166
Total Petróleo y LGN	3.397	3.076	3.084	3.071	2.999
Gas Natural (MMPCD)					
Producción Bruta	6.904	6.958	7.072	7.008	6.566
Menos: reinyectado	3.081	2.903	3.019	2.920	2.747
Gas natural neto (MMPCD)	3.823	4.055	4.053	4.088	3.819
Gas natural neto (MBDPE)	659	699	699	705	658
Producción de Petróleo de PDVSA por Cuenca					
Maracaibo-Falcón	1.084	1.130	1.180	1.187	1.238
Barinas-Apure	81	82	87	88	85
Oriental	2.070	1.692	1.640	1.631	1.510
Total Petróleo	3.235	2.904	2.907	2.906	2.833
Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	945	1.067	1.123	1.255	1.187
Barinas-Apure	46	59	28	17	4
Oriental	5.913	5.832	5.921	5.736	5.375
Total Gas	6.904	6.958	7.072	7.008	6.566
Precio Cesta Exportación (\$/BI) (2)	86,49	64,74	55,21	45,32	32,22
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	1,63	1,21	1,13	0,84	0,74
Costos de Producción (\$/Bpe) (3)					
Incluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	7,10	4,93	4,34	3,93	3,77
Excluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	5,70	4,88	4,01	3,13	3,29

(1) Incluye Petrozuata y crudo de 8° API.

(2) Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas.

(3) El costo de producción por barril (para el petróleo, el gas natural y el líquido del gas natural), es calculado dividiendo la suma de costos directos e indirectos de producción (excluye la depreciación y el agotamiento), por los volúmenes totales de la producción de petróleo, de gas natural y el líquido del gas natural.

REFINACIÓN

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial ha aumentado de 2.362 MBD en el año 1991, a 3.035 MBD para el 31 de diciembre de 2008.

El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el año 2008.

CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE PDVSA

Al 31 de diciembre de 2008

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	Capacidad de Refinación	
			Capacidad Nominal (MBD)	Participación Neta PDVSA (MBD)
Venezuela				
CRP, Falcón	PDVSA	100	955	955
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	187	187
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	16	16
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
Total Venezuela			1.303	1.303
Caribe				
Isla ⁽¹⁾	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos ⁽²⁾	Cupet	49	65	32
Jamaica ⁽³⁾	Petrojam	49	35	17
Total Caribe			435	384
Estados Unidos				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Chalmette, Louisiana	Chalmette ⁽⁴⁾	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	Hovensa ⁽⁵⁾	50	495	248
Total Estados Unidos			1.428	1.089
Europa				
Gelsenkirchen, Alemania	ROG ⁽⁶⁾	50	230	115
Schwedt, Alemania	ROG ⁽⁶⁾	19	240	45
Neustadt, Alemania	ROG ⁽⁶⁾	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	ROG ⁽⁶⁾	12	312	37
Nynäshamn, Suecia	Nynas ⁽⁷⁾	50	29	15
Gothenburg, Suecia	Nynas ⁽⁷⁾	50	11	5
Dundee, Escocia	Nynas ⁽⁷⁾	50	9	4
Eastham, Inglaterra	Nynas ⁽⁷⁾	25	18	5
Total Europa			1.109	259
Total Mundial			4.275	3.035

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

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

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

(4) Una empresa mixta con ExxonMobil Co.

(5) Una empresa mixta con Hess Co.

(6) Una empresa mixta con Deutsche BP GmbH.

(7) Una empresa mixta con Neste Oil AB.

Nota: Se ajustaron las Capacidades de Refinación, de acuerdo a los Informes Técnicos obtenidos a nivel nacional e internacional.

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional fue de 1.207 MBD, incluyendo Refinería Isla con 197 MBD. Adicionalmente se procesaron 122 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El negocio de Refinación Nacional de PDVSA cuenta con seis refinerías, ubicadas en diferentes regiones del país. Tienen una capacidad de Refinación de 1.303 MBD y se mencionan a continuación:

Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

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

Refinería de Puerto La Cruz (PLC)

La Refinería PLC tiene una capacidad nominal de 187 MBD, y está ubicada en el Estado Anzoátegui. En este mismo estado opera de forma integrada la Refinería de San Roque, con una capacidad de 5 MBD

Refinería El Palito (REP)

La Refinería El Palito tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD. Se encuentra ubicada en la región central del país, específicamente en el Estado Carabobo. En la actualidad se procesa crudo mediano, obteniendo productos que son suministrados al mercado doméstico y el excedente de jet y residual se destina a la exportación.

PDVSA, a través de sus Negocios Internacionales (excluyendo Refinería Isla e incluyendo la participación en las Refinerías Camilo Cienfuegos-Cuba y Petrojam-Jamaica), logró procesar un volumen total de crudo al 31 de diciembre de 2008 de 1.234 MBD (498 MBD suministrados por PDVSA), 75 MBD por debajo del volumen procesado para el mismo período de 2007 el cual fue de 1.308 MBD debido, principalmente, a la venta de las Refinerías Paulsboro y Savannah y la disminución de envío de crudo mejorado a la Refinería Chalmette. Adicionalmente se procesaron 145 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos obtenidos al 31 de diciembre de 2008 fue de 1.379 MBD de los cuales 503 MBD corresponden a gasolinas y naftas; 476 MBD jet y destilados; 54 MBD residuales; 48 MBD asfaltos; 6 MBD lubricantes; 109 MBD petroquímicos y 219 MBD otros productos, entre los que se incluyen GLP, consumo propio y especialidades. El procesamiento del crudo en el sistema de Refinación Internacional, generó una ganancia volumétrica de 36 MBD.

- **Norteamérica**

CITGO Petroleum Corporation, Inc (CITGO)

A través de CITGO, PDVSA produce combustibles livianos y bases petroquímicas, principalmente a través de las Refinerías Lake Charles, en Louisiana; Corpus Christi, en Texas; y Lemont, en Illinois.

CITGO está comprometida en el refinamiento, mercadeo y transporte de productos como gasolina, diesel, petroquímicos, lubricantes y ceras refinadas. La capacidad de refinación de crudo es de 749 MBD, procesó 650 MBD en 2008, de los cuales 259 MBD fueron de crudo venezolano.

Chalmette Refining LLC (CRLLC)

A través de la Refinería Chalmette, una empresa mixta de participaciones iguales entre PDVSA y ExxonMobil, PDVSA tiene una participación en capacidad de refinación de 92MBD en la refinería localizada en Louisiana. La Refinería Chalmette, tiene capacidad para procesar crudo extrapesado mejorado producido por la empresa mixta Petromonagas. PDVSA (a través de PDV Chalmette) tiene la opción de comprar hasta 50% de los productos refinados producidos en la Refinería Chalmette. Durante el año 2008 se procesaron 154,6 MBD de crudo, disminuyendo el volumen respecto al año anterior cuando fue de 177,3 MBD de los cuales 38 MBD fueron de crudo venezolano

Merrey Sweeny LP (MSLP)

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de coquificación retardada de 58 MBD y una unidad de destilación de crudo al vacío de 110 MBD, integradas dentro de una refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación cada parte posee 50% de participación. ConocoPhillips ha entrado en acuerdos de suministro de

crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny con crudo pesado ácido. Este negocio comprende el suministro de 175 a 190 MBD de Crudo Merrey de 16° API desde Venezuela, la duración del contrato es por 20 años y se vende a precio de mercado paridad Maya. Los ingresos de la empresa mixta Merrey 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.

Al cierre de 2008 el procesamiento de crudo pesado se ubicó en promedio en 161,5 MBD, lo cual es inferior al mismo período del año anterior donde se procesaron 171,1 MBD. Esta disminución se puede explicar debido, principalmente, a problemas en la unidad coker, problemas operacionales en la unidad de crudo ácido y, al impacto del huracán Ike lo cual conllevó a posponer la parada de planta programada para el año 2009.

HOVENSA, LLC

PDVSA V.I. posee 50% de las acciones en la Refinería Hovensa, ubicada en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos, en sociedad con Hess Corporation y tiene una capacidad de refinación de 495 MBD aproximadamente. PDVSA tiene contratos de suministro de crudo (Mesa/Merrey) a largo plazo con Hovensa. La refinería está estratégicamente ubicada para suplir gasolina y lubricantes a los mercados de la costa del golfo y todo el litoral del este de los Estados Unidos. Hovensa también recibe y procesa otros crudos foráneos.

La refinería opera una Unidad de Craqueo Catalítico Avanzado (FCC) con capacidad de 150 MBD, una de las más grandes del mundo. Además Hovensa opera una unidad de coquificación retardada con capacidad de 58 MBD.

Durante el año 2008 se procesaron 442 MBD disminuyendo el volumen con respecto al año anterior de 453 MBD debido, principalmente, a limitación de carga por la parada de la Unidad Reductora de Viscosidad (Visbreaker), el impacto del huracán Omar durante el mes de octubre y las paradas programadas de la Unidad de Crudo N°3 y Unidad de vacío N°1 durante el mes de noviembre.

- **Caribe**

PDV Cupet, 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; dicha empresa fue constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). Esta asociación tiene como objetivo estratégico desarrollar un polo energético en la República de Cuba mediante el aumento de la capacidad de refinación para la obtención de productos terminados de alta calidad, utilizando esquemas de conversión profunda y generación de insumos para el desarrollo de la Industria Petroquímica.

La Refinería Cienfuegos tiene una capacidad de refinación de 65 MBD, aproximadamente, y se procesaron 56,16 MBD de crudo (de los cuales la participación de PDVSA durante el año 2008 fue de 27,5 MBD).

Petrojam Limited - Refinería Jamaica

En el marco de Petrocaribe el 14 agosto de 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe y la Corporación de Petróleo de Jamaica (PCJ) el cual se cristaliza el 30 enero de 2008 con la constitución de la Empresa Mixta Petrojam Ltd. (PCJ 51%, PDV Caribe 49%).

La Refinería de Jamaica está ubicada en el puerto de Kingston y, desde 1993, ha operado de manera rentable en un mercado no regulado y competitivo. La refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD y se encuentra en desarrollo la ampliación a 50 MBD, mediante una adaptación para conversión profunda. Actualmente los productos finales son: GLP, gasolina (sin plomo 87 y 90), jet A-1, diesel, HFO (2,2% y 3% S) y asfalto (60/70 pen, 85/100 pen, emulsión), siendo algunos de dichos productos exportados a países de la región caribeña.

Durante el año 2008 el procesamiento promedio de crudo de la Refinería de Jamaica se ubicó en 24,9 MBD (actualmente la dieta de la refinería es casi 100% crudo venezolano). La utilización de la refinería para este período fue de 81,6% debido, principalmente, a que durante el mes de octubre la operación de la refinería se detuvo para regeneración de catalizador.

- **Europa**

Ruhr Oel GmbH

A través de Ruhr Oel GmbH (ROG), una empresa mixta propiedad 50% de PDVSA y 50% de Deutsche BP, se tiene una participación patrimonial en cuatro refinerías de Alemania (Gelsenkirchen, MiRO, PCK y Bayernoil), la capacidad de refinación de crudo de PDVSA es de 115 MBD, 37 MBD, 45 MBD y 33 MBD, respectivamente, para un total de 230 MBD. PDVSA suministra a ROG 217 MBD de crudo distribuido en 194 MBD en compras a terceros y, 23 MBD de crudos Maralago 15 y, Maralago 22.

NYNAS AB

A través de Nynas AB, empresa mixta propiedad 50% de PDV Europa y, 50% de Neste Oil, se tiene una participación en tres refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y Dundee en Escocia. Las refinerías de Nynas están diseñadas, especialmente, para procesar crudo pesado ácido. PDVSA también posee 25% de participación en una refinería en Eastham en Inglaterra, especializada en la producción de asfalto.

La Refinería Nynäshamn produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas; mientras que las refinerías en Dundee, Eastham y Gothenburg son especializadas en producción de asfalto. Es importante destacar que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos. PDVSA suministró a Nynas 28 MBD de crudo de los cuales 24 MBD son crudos venezolanos y, 4 MBD son compras a terceros.

COMERCIO Y SUMINISTRO

a) Exportaciones

Para el año 2008, las exportaciones a nivel Nación de crudos y productos al mercado alcanzaron 2.897 MBD, lo que representa un incremento de 108 MBD con respecto al año 2007 de 2.789 MBD. De este total, las exportaciones de crudo fueron de 2.228 MBD y 669 MBD de productos refinados y líquidos del gas natural (LGN).

Exportación Nación (MBD)

EXPORTACIÓN NACIÓN (MBD)	2008	2007	2006 (1)	2005	2004
Total (PETRÓLEO Y PRODUCTOS)	2.897	2.789	2.975	3.023	2.839
Empresas Filiales	2.876	2.496	2.615	2.612	2.527
PDVSA Petróleo	2.417	2.390	2.482	2.454	2.407
PDVSA Gas	52	67	74	56	49
CVP	375	-	-	-	-
Bitor	20	26	43	86	53
Commerchamp	12	13	16	16	18
Terceros en la Faja	21	293	360	411	312
PETRÓLEO	2.228	2.116	2.210	2.206	2.135
Empresas Filiales	2.213	1.874	1.917	1.876	1.867
PDVSA Petróleo	1.892	1.874	1.917	1.876	1.814
Liviano	548	567	634	689	624
Mediano	320	290	255	248	298
Pesado y extrapesado	1.024	1.017	1.028	939	892
CV Pesado y extrapesado	321	-	-	-	-
Bitor (2)	-	-	-	-	53
Terceros en la Faja	15	242	293	330	268
PRODUCTOS (REFINADOS Y ORIMULSIÓN®)	669	673	765	817	704
Empresas Filiales	663	622	698	736	660
PDVSA Petróleo	525	516	565	578	593
Gasolinas y naftas	69	80	95	87	103
Destilados	104	133	140	162	178
Combustible residual <i>fuel oil</i>	227	160	174	189	174
Asfalto	-	10	16	20	20
Kerosene/Turbocombustibles/Jet	64	59	58	60	61
Otros	61	74	82	60	57
PDVSA Gas	52	67	74	56	49
CVP	54	-	-	-	-
Bitor	20	26	43	86	-
Orimulsión® (2)	-	-	25	86	-
Combustible residual <i>fuel oil</i>	20	26	18	-	-
Commerchamp (3)	12	13	16	16	18
Combustible residual <i>fuel oil</i>	3	4	8	8	11
Kerosen/Turbocombustibles/Jet	9	9	8	8	7
Terceros en la Faja (coque, azufre)	6	51	67	81	44

(1) Se incluyen exportaciones de 5,4 MBD y 13 MBD de Orimulsión® correspondientes a la alícuota de Bitor y Terceros en la empresa Sinovensa.

(2) Bitor para el año 2004 se incluía en crudos, a partir del año 2005 se incluyó en los productos.

(3) No se incluyen las ventas realizadas en Freeport (BORCO) ni las ventas a PDVSA Petróleo.

En cuanto a los destinos de las exportaciones totales de petróleo, en 2008 fueron de 2.228 MBD, de los cuales 1.340 MBD (60%) fue exportado a los países de Norteamérica (incluyendo a la isla estadounidense de Saint Croix); 408 MBD (18%) al Caribe; 20 MBD (1%) a Centroamérica; 22 MBD (1%) a Suramérica; 146 MBD (7%) a Europa; 276 MBD (12%) a Asia; 8 MBD (0,5%) a África y 8 MBD (0,5%) de exportaciones de la FPO.

Del total de productos refinados y líquidos del gas natural generados en Venezuela, 669 MBD fueron exportados; de éstos, 160 MBD (24%) se vendieron a los países de Norteamérica (incluyendo a la isla estadounidense de Saint Croix); 141 MBD (21%) al Caribe; 20 MBD (3%) a Centroamérica; 76 MBD (11%) a Suramérica; 99 MBD (15%) a Europa; 146 MBD (22%) a Asia; 15 MBD (2%) a África y 12 MBD (2%) a localidades no registradas por tratarse, principalmente, de naves en tránsito.

EXPORTACIONES POR DESTINO

DESTINO	PETRÓLEO ⁽³⁾		PRODUCTO		TOTAL	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Total ⁽¹⁾	2.228	2.116	669	673	2.897	2.789
Norteamérica	1.340	1.461	160	230	1.500	1.691
E.U.A. Continental	1.052	1.145	156	218	1.208	1.363
E.U.A. Saint Croix ⁽²⁾	271	295	-	1	271	296
Canadá	17	21	2	8	19	29
México	-	-	2	3	2	3
Caribe Insular	408	316	141	169	549	485
Curazao	205	201	7	8	212	209
Caribe Insular 2	203	115	134	161	337	276
Aruba	49	20	-	1	49	21
Bahamas	-	1	91	90	91	91
Bonaire	-	2	-	-	-	2
Cuba	98	45	17	42	115	87
Haití	-	-	1	-	1	-
Jamaica	22	22	3	3	25	25
Martinica	2	-	-	-	2	-
Puerto Rico	-	-	1	7	1	7
República Dominicana	19	12	13	16	32	28
San Eustaquio	-	-	8	2	8	2
Santa Lucía	7	5	-	-	7	5
Trinidad	6	8	-	-	6	8
Centroamérica	20	16	20	17	40	33
Costa Rica	10	13	5	9	15	22
El Salvador	-	2	4	1	4	3
Guatemala	-	-	2	2	2	2
Honduras	-	-	1	3	1	3
Nicaragua	10	1	-	-	10	1
Panamá	-	-	8	2	8	2
Suramérica	22	24	76	50	98	74
Bolivia	-	-	1	2	1	2
Brasil	-	-	24	13	24	13
Chile	-	-	-	2	-	2
Colombia	-	-	2	1	2	1
Ecuador	-	-	49	30	49	30
Paraguay	-	-	-	1	-	1
Perú	5	1	-	1	5	2
Uruguay	17	23	-	-	17	23

EXPORTACIONES POR DESTINO

DESTINO	PETRÓLEO ⁽³⁾		PRODUCTO		TOTAL	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Europa	146	176	99	97	245	273
Alemania	31	27	-	-	31	27
Bélgica	14	15	3	-	17	15
Bulgaria	-	-	-	3	-	3
Croacia	-	-	-	2	-	2
España	21	41	25	20	46	61
Francia	-	2	12	11	12	13
Grecia	-	-	10	10	10	10
Holanda	19	27	24	10	43	37
Italia	14	16	16	18	30	34
Malta	-	-	-	-	-	-
Portugal	5	-	2	1	7	1
Reino Unido	21	26	5	20	26	46
Rumania	-	-	2	-	2	-
Suecia	-	20	-	-	-	20
Otros	21	2	-	2	21	4
Asia	276	112	146	87	422	199
China	101	85	36	10	137	95
India	134	22	-	-	134	22
Japón	-	5	-	-	-	5
Líbano	-	-	-	-	-	-
Malasia	2	-	5	-	7	-
Singapur	39	-	87	52	126	52
Turquía	-	-	18	25	18	25
África	8	9	15	8	23	17
Angola	-	-	1	-	1	-
Costa de Marfil	3	9	1	-	4	9
Ghana	-	-	1	-	1	-
Marruecos	-	-	7	7	7	7
Nigeria	-	-	2	-	2	-
Suráfrica	5	-	-	-	5	-
Togo	-	-	2	-	2	-
Túnez	-	-	1	1	1	1
Otros ⁽⁴⁾	8	2	12	15	20	17
Faja	8	2	-	2	8	4
Commerchamp	-	-	12	13	12	13

(1) Se incluye PDVSA Petróleo, CVP, BITOR, asociaciones de la Faja y LGN de PDVSA Gas.

(2) Las exportaciones a la isla estadounidense Saint Croix, se incluyen en Norteamérica y no en el Caribe.

(3) Petróleo: Incluye petróleo crudo y petróleo mejorado.

(4) Otros: En la FPO: Destinos no suministrados por socios de la Faja, Commerchamp: Ventas de combustibles a naves en tránsito, en aeropuertos y puertos internacionales del país.

b) Mercado Interno

En la siguiente tabla se muestra el histórico de las ventas de PDVSA al mercado interno de líquidos y gas:

VENTAS AL MERCADO LOCAL

	2008	2007	2006	2005	2004
Líquidos (MBD)	580	564	548	506	485
Gas natural licuado (MBD)	81	82	83	78	69
Productos Refinados (MBD)	499	482	465	428	416
Gasolinas para automóviles	287	274	257	240	232
Gasóleos y destilados	148	137	133	121	115
Residual	34	41	45	40	42
Asfaltos	11	11	11	8	6
Kerosene y turbocombustibles	5	6	5	6	5
Otros ⁽¹⁾	6	6	7	7	7
Aceites, lubricantes y grasas	5	4	5	5	5
Naftas	2	2	1	1	2
Azufres y otros químicos	1	1	1	1	2
Gas natural (MBpe)	307	512	431	392	354
Total Líquidos y gas natural (MBpe)	887	1.076	979	898	839
Gas natural (MMPCD)	1.870	2.973	2.632	2.394	2.055
Gas natural (\$/MPC)	1,63	0,77	0,54	0,54	0,55
Líquidos (\$/BI)	8,39	7,29	7,07	6,97	7,44

(1) Otros: propileno, negro humo, solventes, parafinas, gasolina de aviación, gasolina blanca y coque.

Durante el año 2008 el consumo de gasolinas para automóviles aumentó en 13 MBD (4,7%) con respecto al año anterior. Este incremento se debe, principalmente, a la incorporación de aproximadamente 260.000 nuevos vehículos al parque automotor del país, vendidos durante el año 2008.

Para satisfacer las demandas futuras de líquidos y gas al mercado interno se desarrollan proyectos que permitirán disponer de nuevos volúmenes y mejorar la confiabilidad operacional de la infraestructura existente, fortaleciendo la red de distribución para el desarrollo nacional y respaldar el Plan Siembra Petrolera.

DESARROLLO SOCIAL

Durante el año 2008, PDVSA efectuó aportes para el Desarrollo Social del país, por 15.133 millones de dólares, como se resume a continuación:

- 1.239 millones de dólares a Misiones Sociales: Ribas, Alimentación, Milagro, Vuelvan Caras, Barrio Adentro (fases I, II, III y IV), Árbol, Revolución Energética, Plan de Vialidad, Obras Hidráulicas, Aportes a Comunidades y Núcleos de Desarrollo Endógeno y, proveedores.
- 489 millones de dólares provienen del Fondo Social Programa de Empresas de Producción Social (EPS), el cual se conforma de las retenciones que realiza PDVSA a todos sus contratistas, con la finalidad de apoyar a las comunidades en proyectos como creación del Distrito Insular del Estado Nueva Esparta, planta de tratamiento de aguas servidas en Maracaibo, Estado Zulia, culminación del mercado de buhoneros de la ciudad de Acarigua, culminación del Centro de Diagnóstico Integral en el Biscucuy, ambas en el Estado Portuguesa, obras de vialidad en los estados Sucre, Barinas y Apure, laboratorio de la Universidad Bolivariana de Venezuela (UBV), apoyo a las mesas de energía a nivel nacional, culminación de escuelas bolivarianas en los estados Barinas y Zulia, aportes a la Fundación Misión Ribas, sustitución de ranchos por viviendas dignas en el Estado Mérida.
- 998 millones de dólares para planes especiales de inversión: Vivienda y Hábitat (150 millones de dólares) y Fondo para Financiamiento de Proyectos Agrícolas (848 millones de dólares), como apoyo al Banco Agrícola de Venezuela (BAV), al Fondo Nacional de Desarrollo Agrario Socialista (FONDAS), al Fondo de Desarrollo Agropecuario, Pesquero, Forestal y Afines (FONDAFA) y al Fondo Nacional para la Producción Lechera (FONAPROLE).
- 12.407 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), entidad creada por el Gobierno venezolano con la finalidad de ejecutar obras de infraestructura, entre las cuales se destaca el Hospital Cardiológico Infantil “Dr. Gilberto Rodríguez Ochoa”, las líneas 3 y 4 del Metro de Caracas, Metro de Los Teques, Metro de Maracaibo y Metro de Valencia, Trolebús Mérida, el Ferrocarril Caracas–Tuy Medio, Plan Masivo de Construcción de Viviendas, Satélite Simón Bolívar, Sistema Vial Tercer Puente sobre el Río Orinoco; así como diversas plantas y centrales de generación eléctrica que se construyen en distintas regiones del país. Conforme a los mecanismos previstos en la Ley del Banco Central de Venezuela y en la Ley de Contribuciones Especiales Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos, PDVSA transfiere a la República, por intermedio

del FONDEN, los excedentes de la renta petrolera, para que sean invertidos en el desarrollo de la Nación.

PLAN ESTRATÉGICO

Dentro del plan estratégico PDVSA se ha fijado, como metas principales la siguientes:

- Incrementar la capacidad de producción hasta 4.936 MBD para el año 2013, de los cuales 2.850 MBD corresponderán a Gestión Directa; 590 MBD a empresas mixtas liviano-mediano; 832 MBD a empresas mixtas de la FPO, 280 MBD bajo nuevas empresas mixtas en la FPO y 384 MBD de LGN. Asimismo, la visión de largo plazo es alcanzar una capacidad de producción de 6.500 MBD para el año 2021.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 3,6 MMBD al 2013 y 4,1 MMBD al 2021.
- Exportar un volumen de crudos y productos de 3,8 MMBD al 2013.
- Aumentar la producción de gas natural a 12.568 MMPCD de gas al año 2013, lo que permitirá convertir a Venezuela en un exportador de gas natural.
- Desarrollar el eje Orinoco-Apure a través del pleno desarrollo de la FPO desde el punto de vista de producción, mejoramiento, refinación e industrialización que potencien la región como un importante polo petroquímico.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo son: mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y gas y las facilidades de producción, proseguir con el mejoramiento de la base y composición de reservas de petróleo y gas, concentrando los esfuerzos exploratorios en áreas tradicionales y en nuevas áreas, con el propósito de desarrollar las inmensas reservas de crudos pesados y gas con los que cuenta el país. Asimismo, PDVSA, deberá continuar su participación en la certificación de reservas y estudios integrados de yacimientos en la FPO para su plan de desarrollo, incrementar la disponibilidad de gas en el occidente de Venezuela y mejorar la calidad de los productos refinados.

1. Resumen del Plan de Inversiones

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de negocios necesitará, en todo el período 2009-2013, aproximadamente 139 millones de dólares para alcanzar una producción sostenible de 4,9 MMBD para el año 2013. PDVSA espera proveer cerca de 75% de los fondos requeridos para este plan, y 25% por medio de inversiones con

terceros. La siguiente tabla muestra un sumario de las inversiones de capital real enero-diciembre de 2008 y el estimado para el resto del período 2009-2013.

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES

SECTOR NACIONAL

Expresado en millones de dólares

Desembolsos por Inversiones	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Exploración	278	192	562	394	579	587	2.592
Producción Gestión Propia	6.708	4.172	3.242	3.261	3.167	4.520	25.070
Empresas Mixtas	904	620	1.307	1.062	782	569	5.244
Emp. Mixta Costa Afuera	271	233	160	15	-	-	679
Empresas Mixtas	1.175	853	1.467	1.077	782	569	5.923
Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco	1.258	680	1.446	1.409	1.536	1.292	7.621
Gas	2.245	1.455	5.516	4.828	4.481	2.935	21.460
Refinación	1.719	2.244	7.052	8.266	9.103	10.419	38.803
Comercio y Suministro	193	1.021	845	1.583	1.192	1.032	5.866
Otros (1)	1.738	6.474	3.021	4.914	6.744	6.592	29.483
Total	15.314	17.091	23.151	25.732	27.584	27.946	136.818

(1) El rubro de otros incluye: CVP (gestión propia), Nuevos Negocios de la FPO, PDVSA Servicios, intereses de financiamiento, Palmaven, INTEVEP, Gas Comunal, PDVAL, PDVSA Agrícola, PDVSA Industrial, PDVSA Ingeniería y Construcción, PDVSA América, Bariven, PDVSA Casa Matriz, Lácteos Los Andes, Contingencia Corporativa.

PDVSA sigue comprometida con mantener altos estándares de seguridad y salud en el desarrollo de todas sus operaciones. Para alcanzar una integración de tecnología de negocios, efectiva y a tiempo, dentro de sus actividades operacionales, PDVSA se orienta en el desarrollo de una ventaja competitiva sostenible. Continuamente se dota al personal con entrenamiento de calidad. Además, el plan de negocios se esfuerza en asistir en el fortalecimiento de la economía nacional y contribuir con los programas sociales: educación, salud y creación de trabajos.

DIRECTORES Y EJECUTIVOS

Nombre	Posición	Fecha de Designación
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004 (*)
Asdrúbal Chávez	Vicepresidente	2007 (*)
Eulogio Del Pino	Vicepresidente	2008
Eudomario Carruyo	Director Interno	2005 (*)
Hercilio Rivas	Director Interno	2008
Carlos Vallejos	Director Interno	2008
Ricardo Coronado	Director Interno	2008
Luis Pulido	Director Interno	2008
Fadi Kabboul	Director Interno	2008
Iván Orellana	Director Externo	2005 (*)
Aref Eduardo Richany	Director Externo	2008

(*) La fecha de designación se refiere al primer nombramiento como miembro de la Junta Directiva con la posición indicada.

FACTORES DE RIESGO

Esta Sección describe ciertos riesgos asociados a la inversión en los Bonos 2014, 2015 y 2016 (conjuntamente denominados los “Bonos” o los “Certificados”). Usted deberá consultar a sus asesores legales y financieros sobre el riesgo de invertir en los Bonos. PDVSA renuncia a cualquier responsabilidad de asesorarlo en esta materia. Se insta a los Inversionistas a leer cuidadosamente la totalidad de este Prospecto y a tomar en consideración especialmente lo siguiente:

Factores de Riesgo relacionados con PDVSA

Las operaciones de PDVSA dependen principalmente de los precios internacionales del petróleo y los productos refinados del petróleo, y dichos precios son volátiles. Una disminución en dichos precios podría afectar de manera sustancial las operaciones de PDVSA.

Las operaciones de PDVSA, su condición financiera, los resultados de sus operaciones y perspectivas dependen en su mayoría de los precios internacionales del petróleo y de los productos refinados del petróleo. Los precios del petróleo y sus productos refinados son cíclicos y altamente inestables, e históricamente han fluctuado mucho debido a varios factores que se encuentran fuera del control de PDVSA, tales como:

- Cambios en la oferta y demanda mundial de petróleo y de productos refinados del petróleo;
- Eventos políticos en las principales naciones productoras y consumidoras de petróleo;
- Acuerdos entre los miembros de la OPEP;
- Disponibilidad y precio de productos competitivos;
- Actuaciones de los mercados de materia prima (*commodities*), sus participantes y los competidores;
- Tendencia económica internacional;
- Avances y desarrollos tecnológicos en la industria;
- Leyes nacionales y extranjeras que tienen un efecto directo en el suministro de petróleo y los productos refinados del petróleo.; e
- Inflación.

Históricamente, los miembros de la OPEP han celebrado acuerdos para reducir su producción petrolera. Dichos acuerdos en algunos casos se han traducido en incrementos de los precios del petróleo a nivel mundial a través de la reducción del suministro mundial de crudo. Venezuela es parte de dichos acuerdos sobre las cuotas de producción y da cumplimiento a los mismos; esperamos que Venezuela siga dando cumplimiento a dichos acuerdos en el futuro. Desde 1998, las cuotas de producción de la OPEP han contribuido a incrementos importantes en los precios internacionales del crudo.

Cualquier reducción en la producción de crudo de PDVSA o en sus actividades de exportación que pudiese ocurrir como resultado de cambios en las cuotas de producción de la OPEP o de un descenso en los precios del petróleo o de los productos refinados del petróleo por un periodo de tiempo importante, puede afectar adversa y sustancialmente los resultados de operaciones, flujo de caja y resultados financieros de PDVSA.

PDVSA es controlada por el gobierno de Venezuela, quien en última instancia aprueba sus inversiones de capital y otros programas de gastos.

La República Bolivariana de Venezuela es la única propietaria de PDVSA. El artículo 303 de la Constitución Nacional establece que por “razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional”, el Estado conservará la totalidad de las acciones de PDVSA o de cualquier otro ente que sea creado para manejar la industria petrolera. Adicionalmente, el Artículo 29 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos dispone que las empresas petroleras estatales, como PDVSA, estarán regidas por dicha Ley Orgánica de Hidrocarburos y sus reglamentaciones, así como muy especialmente, por las disposiciones que dicte el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo. El Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, establece las políticas petroleras nacionales y asimismo regula y supervisa las operaciones de PDVSA. El Presidente de la República Bolivariana de Venezuela designa el presidente y los miembros de la Junta Directiva de PDVSA a través de decreto presidencial. Desde noviembre de 2004, el Ministro del Poder Popular para la Energía y el Petróleo ha actuado como presidente de PDVSA. No obstante, la República Bolivariana de Venezuela no es legalmente responsable por las obligaciones de PDVSA.

PDVSA ha operado como una entidad comercial independiente desde su constitución; no obstante, por ser los hidrocarburos esenciales para la economía y el futuro desarrollo de

Venezuela ya que constituyen el principal recurso de producción de ingresos de Venezuela, los ingresos provenientes de esta actividad, de acuerdo al artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, deben propender a financiar la salud, a la educación, a la formación de fondos de estabilización macroeconómica y a la inversión productiva, todo ello en función del bienestar del pueblo. Estos compromisos sociales podrían afectar la capacidad de PDVSA de colocar fondos adicionales en reserva para usos futuros e, indirectamente, su gestión comercial. En vista que PDVSA se encuentra controlada por el gobierno venezolano, ella no puede garantizarle que éste no impondrá en el futuro compromisos adicionales sustanciales sobre PDVSA o intervendrá en su gestión comercial de una manera que afecte de manera sustancial sus operaciones, flujo de caja y resultados financieros.

La República Bolivariana de Venezuela es la única propietaria de PDVSA.

La República Bolivariana de Venezuela es la única propietaria de PDVSA y, a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, establece las políticas petroleras nacionales y regula y supervisa las operaciones de PDVSA. El artículo 8 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, conjuntamente con los Artículos 29 y 30 *ejusdem*, atribuyen al Ejecutivo Nacional, actuando a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, responsabilidad directa por la formulación, regulación, y seguimiento de las políticas en materia de hidrocarburos. Adicionalmente, la Ley Orgánica de la Administración Pública y el Decreto Sobre Organización y Funcionamiento de la Administración Pública Nacional confieren al Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo la superior administración, dirección, inspección y resguardo de los servicios, bienes e ingresos de renta vinculados con el sector energético, incluyendo a PDVSA, a fin de garantizar el cumplimiento de los lineamientos y políticas adoptadas por el Ejecutivo Nacional en esta materia en beneficio del interés público y social. En circunstancias que comprendan un conflicto de intereses entre Venezuela, como único propietario de PDVSA, y los titulares de los Bonos, República Bolivariana de Venezuela puede ejercer los derechos que nacen de su titularidad accionaria de una manera que beneficiaría a Venezuela por encima de otros intereses.

Como resultado de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, el Estado se reserva el ejercicio de las actividades conexas a las actividades primarias, por lo que sólo podrán ser

realizadas por el Estado, PDVSA y sus filiales y empresas mixtas en las que el Estado tenga mayoría accionaria.

La Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos fue publicada en la Gaceta Oficial del 7 de mayo de 2009 y entró en vigencia en dicha fecha. Esta ley declara las actividades conexas a las actividades primarias como de servicio público y social e interés nacional, reservándolas al Estado, lo que significa que dichas actividades sólo podrán ser realizadas por el Estado, PDVSA y sus filiales y empresas mixtas en las que el Estado tenga mayoría accionaria. El alcance de la reserva se refiere a servicios: (i) de inyección de agua, de vapor o de gas; (ii) de compresión de gas; y (iii) los vinculados a las actividades en el Lago de Maracaibo (lanchas para el transporte de personal, buzos y mantenimiento; de barcazas para transporte de materiales; de remolcadores, entre otros). Con la promulgación de esta Ley, PDVSA y sus empresas filiales han asumido las operaciones de empresas que prestan los servicios indicados en el párrafo anterior en el país.

La Republica Bolivariana de Venezuela, como única propietaria de PDVSA, puede hacer que PDVSA siga ciertos objetivos sociales y macroeconómicos que pueden tener efectos en los resultados operacionales y condiciones financieras de PDVSA.

La República Bolivariana de Venezuela, como única propietaria de PDVSA, ha desarrollado, y puede seguir desarrollando en el futuro, algunos de sus objetivos sociales y macroeconómicos a través de nosotros. Como resultado, PDVSA podría participar en actividades que otorguen preferencia a los objetivos del gobierno venezolano. PDVSA puede hacer inversiones, incurrir en costos y participar en ventas en términos que pueden tener efectos en sus resultados operacionales y condiciones financieras. Por ejemplo, en junio de 2007, el Estado venezolano, a través de PDVSA, asumió la propiedad de la EDC, la cual opera el sistema de distribución de electricidad en Caracas, así como de otras tres empresas de servicios de energía eléctrica: Sistema Eléctrico del Estado de Nueva Esparta, C.A. (SENECA), Electricidad de Valencia (ELEVAL) y C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello. Asimismo, a mediados de 2008, bajo instrucciones del Gobierno de Venezuela y en desarrollo del artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, PDVSA creó su filial Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL) para garantizar un adecuado suministro de alimentación a las familias de bajos ingresos. PDVSA no puede garantizarle a los tenedores de Bonos que en el futuro el Estado no requiera que PDVSA adquiera otros activos en líneas de negocios que no

se encuentran relacionadas con su negocio principal, lo cual puede tener efectos en su condición financiera y resultados operacionales.

PDVSA no tiene la propiedad de ninguna de las reservas de hidrocarburos que desarrolla y opera.

Bajo la ley venezolana, las reservas de hidrocarburos que PDVSA desarrolla y opera pertenecen a la República Bolivariana de Venezuela. El derecho a explorar estas reservas de hidrocarburos se encuentra reservado al Estado venezolano. PDVSA fue constituida para coordinar, monitorear y controlar las operaciones relacionadas con las reservas de hidrocarburos de la República.

Mientras que la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela exige que el Estado venezolano retenga la propiedad exclusiva sobre PDVSA, las leyes venezolanas no exigen que el Estado continúe llevando a cabo las actividades de exploración y explotación a través de PDVSA. Si el gobierno venezolano elige realizar sus actividades de hidrocarburos de otra manera distinta que a través de PDVSA, sus operaciones se podrían ver afectadas. PDVSA no puede ofrecer garantía alguna de que cambios en las leyes venezolanas o la implementación de políticas por el gobierno venezolano no afectarán sus operaciones, flujo de caja y resultados financieros.

El negocio de PDVSA exige la realización de importantes gastos de capital y si no se mantienen los niveles de producción, la capacidad de PDVSA para pagar su deuda puede verse afectada.

La exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos, la producción, el procesamiento y la refinación, así como el mantenimiento de maquinaria y equipo requiere inversiones importantes de capital. PDVSA debe continuar invirtiendo capital o incrementar el número de reservas de hidrocarburos que opera y la cantidad de petróleo que PDVSA produce y procesa, en el Marco del Plan Siembra Petrolera, que prevé los niveles de gasto de capital, necesarios para mantener sus niveles de producción. Sin embargo, la capacidad generar suficiente flujo de caja o tener acceso suficientes inversiones, préstamos u otras alternativas financieras para mantener y dar servicio a su infraestructura existente con el fin de continuar con los actuales niveles de producción, también dependerá del cumplimiento satisfactorio del

Plan Siembra Petrolera, cuya ejecución real no puede ser totalmente garantizada en este momento.

PDVSA ha emprendido un ambicioso plan de inversión de capital con el fin de expandir y mejorar la capacidad de producción y refinación. Si PDVSA no hace un uso adecuado e invierte adecuadamente el capital recaudado para expandir la infraestructura de refinación y exploración existente, sus operaciones pueden verse afectadas.

La expansión y desarrollo de la infraestructura de producción y refinación de PDVSA requiere importantes inversiones de capital. El plan de negocios de PDVSA para el período 2009-2013, denominado Plan Siembra Petrolera, exige la expansión de sus capacidades de producción con el fin de producir 4.9 MBD de petróleo. Asimismo, se espera incurrir en importantes gastos de capital durante lo que resta del año 2009 y posteriormente de acuerdo con el plan de negocios. Si PDVSA no logra recaudar fondos suficientes en términos razonables, si fuere necesario, pudiera requerirse una modificación o reducción significativa del referido plan de negocios. Si no logra recaudar los fondos necesarios o hacer un uso adecuado y eficiente de estos recursos con el fin de expandir sus actividades de refinación, exploración y explotación, las operaciones de PDVSA pueden verse afectadas.

PDVSA se encuentra sujeta a riesgos de producción, sobre los equipos, el transporte y otros riesgos comunes a las compañías petroleras.

Como cualquier compañía petrolera integrada, PDVSA se encuentra expuesta a riesgos de producción, sobre los equipos y el transporte que son comunes a las compañías petroleras, incluyendo fluctuaciones en volúmenes de producción debido a cambios en los niveles de reserva, producción de accidentes, dificultades mecánicas, cese de la actividad comercial, condiciones o eventos naturales adversos tales como huracanes severos, tsunamis o terremotos, costos de producción no previstos, la condición de los oleoductos y la vulnerabilidad de otros medios de transporte, así como la adecuación de sus equipos e instalaciones de producción y conflictos laborales y/o políticos.

Debido al elevado nivel de actividad en la industria petrolera, PDVSA puede experimentar una escasez de equipos de perforación y mano de obra, así como el incremento en los costos de materiales y servicios. Si PDVSA no es capaz de contratar el equipo y servicios necesarios para desarrollar sus proyectos de exploración y explotación, o si los

precios por dichos equipos y servicios siguen incrementándose, sus costos de exploración y producción se incrementarán. Cualquier incremento en los costos de exploración y producción puede tener un efecto en los resultados operacionales y condiciones financieras de PDVSA.

Estos riesgos pueden disminuir los niveles de producción de PDVSA, incrementar sus costos y gastos de producción o causar daños en sus activos, empleados o algún tercero. PDVSA ha contratado y mantiene pólizas de seguros para cubrir ciertas pérdidas y exposición a responsabilidad. No obstante, consistente con la práctica de la industria, PDVSA en algún momento no pudiera tener toda la cobertura ante los riesgos descritos anteriormente. Estos riesgos pueden afectar sus operaciones y resultados financieros.

Los estimados de las reservas de petróleo y gas de Venezuela tienen cierto grado de incertidumbre y pueden resultar ser incorrectas con el paso del tiempo, lo cual podría afectar la capacidad de generar ingresos de PDVSA.

Las reservas probadas de petróleo y gas que han sido incluidas en este Prospecto representan el estimado de las cantidades de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural que la información geológica y de ingeniería arrojan con certeza razonable como recuperables de yacimientos conocidos y bajo las condiciones operativas y económicas existentes (p.ej.: precios y costos a la fecha en que el estimado fue hecho). Las reservas probadas de petróleo y gas en Venezuela son reservas que puede esperarse sean recuperadas a través de los pozos existentes con equipos y métodos de operación existentes. Hay incertidumbre en estimar las cantidades de reservas probadas relacionadas con los precios predominantes de petróleo y gas natural aplicables a la producción de PDVSA, lo cual puede llevar a hacer revisiones de las reservas estimadas. Revisiones que reduzcan estos estimados de reservas pueden llevar a PDVSA a disminuir la producción futura, lo cual puede tener un efecto en los resultados operacionales y condiciones financieras de PDVSA.

PDVSA está sujeta a numerosas normativas en materia de salud y ambiente en las localidades donde desarrolla sus operaciones, particularmente en los Estados Unidos de América y en Venezuela, que pueden volverse más estrictas y resultar en mayores responsabilidades y mayores gastos de capital.

Las actividades de PDVSA se encuentran sujetas a una gran variedad de leyes, reglamentos y permisología en relación con la protección del ambiente y la salud tanto a nivel

nacional como local. Adicionalmente, algunas de estas actividades se llevan a cabo en áreas bajo regímenes de protección especial con usos muy estrictos de las tierras. Si el marco legal y regulatorio es revisado para convertirse en un marco más estricto, PDVSA estará probablemente obligada a incrementar sustancialmente sus gastos de capital para cumplir con el marco legal y regulatorio revisado a fin de asumir efectivamente las mejoras necesarias para cumplir con las prácticas en salud, seguridad y desarrollo ambiental sostenible en el futuro. Cualquier incremento de gastos puede tener un efecto sobre los resultados de operaciones y condiciones financieras de PDVSA.

Factores de Riesgo relacionados con los Bonos

Los Bonos serán obligaciones no privilegiadas de PDVSA.

Los Bonos serán obligaciones no privilegiadas de PDVSA. El pago de capital e intereses en los Bonos estará efectivamente subordinado en derecho de pago a todas las deudas garantizadas no subordinadas de PDVSA, si las hubiese y a los acreedores que gozan de preferencia legal bajo las leyes aplicables. Si PDVSA se encontrara en estado de atraso o quiebra, o fuere liquidada o sometida a un procedimiento de quiebra, o si el pago con respecto a la deuda garantizada no subordinada es declarado de plazo vencido, los acreedores privilegiados no subordinados podrán ejercer las acciones disponibles a un acreedor con garantías bajo las leyes aplicables, además de cualquier acción a la que pueda tener derecho conforme a los acuerdos financieros con garantía no subordinada, y PDVSA no puede garantizar que habrá suficientes activos para pagar los montos debidos en los Bonos. Como resultado, usted puede recibir menos, porcentualmente, que los prestamistas de las deudas garantizadas no subordinadas.

El valor de mercado de los Bonos puede depender de condiciones económicas en Latinoamérica y en otros países en vías de desarrollo sobre los cuales PDVSA no tiene ningún control.

El valor de mercado de los títulos valores de compañías venezolanas, incluyendo a PDVSA, se ve afectado en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado en Latinoamérica y en otros países en vías de desarrollo. A pesar que las condiciones económicas en dichos países pueden ser significativamente distintas de las condiciones económicas en Venezuela, la reacción de los inversionistas a sucesos y desarrollos en cualquiera de estos

otros países puede tener un efecto negativo en el valor de mercado de los títulos valores emitidos por emisores venezolanos. PDVSA no puede garantizarle que un deterioro en otros países en Latinoamérica o en otros países en vías de desarrollo no afectará el valor de mercado de los Bonos.

La transferibilidad de los Bonos puede estar limitada bajo leyes sobre títulos valores.

Los Bonos no han sido registrados bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de América (*U.S. Securities Act*) o las leyes sobre títulos valores de cualquier estado o cualquier otra jurisdicción, y, salvo que sean registrados, no pueden ser ofrecidos o vendidos en los Estados Unidos de América, o en nombre, o por cuenta de, un ciudadano estadounidense, salvo que se obtenga una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de América (*U.S. Securities Act*) y las leyes sobre títulos valores de cualquier estado o cualquier otra jurisdicción aplicables, o que la transacción no esté sujeta a dichas leyes. Refiérase a la sección “Restricciones de Transferencia”.

La Inversión en mercados emergentes plantea un mayor grado de riesgo.

Invertir en mercados emergentes de títulos valores generalmente plantea un mayor grado de riesgo que invertir en títulos valores de economías de mercado más maduras dado que las economías de mercados emergentes son más volátiles a los efectos de ataques terroristas internacionales.

No puede haber garantía que la continuación o el incremento de las crisis económicas y financieras, o eventos similares, no afectarán adversamente la confianza del inversionista en los mercados emergentes o en las economías de los principales países de Latinoamérica, incluyendo a Venezuela. Adicionalmente, no puede existir garantía de que estos eventos no afectarán la economía de Venezuela y su capacidad de recabar capital en los mercados de deuda externa en el futuro.

Si PDVSA estuviere sujeta a las leyes de atraso y quiebra venezolanas, la capacidad de los Titulares de Bonos de recuperar sus inversiones en los Bonos se verá sustancialmente dificultada y estará subordinada a diversas clases de acreedores tales como acreedores garantizados, sus trabajadores y el fisco venezolano, entre otros.

Si se determinase que PDVSA se encuentra sujeta a las leyes de quiebra y atraso venezolanas por un tribunal venezolano, su capacidad de recuperar su inversión en los Bonos se verá dificultada y estará subordinada a varios acreedores tales como el síndico de la quiebra, los acreedores garantizados, sus trabajadores por cualquier salario o beneficio laboral debido establecido en los convenios colectivos correspondientes y en las leyes laborales venezolanas (incluyendo pago de utilidades, vacaciones acumuladas pero no pagadas, y prestaciones sociales) y el fisco venezolano por impuesto no pagados, entre otros.

Venezuela reconoce la ejecución de sentencias y laudos arbitrales extranjeros, sujeto a ciertas condiciones establecidas en las leyes venezolanas.

Las sentencias o laudos arbitrales dictados en el extranjero en contra de PDVSA pueden ser ejecutables sobre sus activos ubicados en Venezuela, cuando cumplan con los requisitos de eficacia establecidos en la Ley de Derecho Internacional Privado y en la Ley de Arbitraje Comercial y la Convención de Nueva York sobre reconocimiento ejecución de laudos arbitrales extranjeros, respectivamente. Sin embargo, siendo que PDVSA es una empresa del estado que posee bienes afectados al interés público, de acuerdo a lo establecido en la Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República, la ejecución de una sentencia o laudo arbitral debe ser suspendida por un período de cuarenta y cinco (45) días continuos durante el cual el Estado venezolano puede tomar acciones con el fin de prevenir la interrupción de los servicios públicos que suministra la compañía en Venezuela.

TRIBUTACIÓN EN VENEZUELA

Según se utiliza en este documento, el término "Residente de Venezuela" se refiere generalmente a las personas naturales que hayan permanecido en el país por un período continuo o discontinuo de más de ciento ochenta y tres (183) días en un año calendario o en el año inmediatamente anterior y a las personas jurídicas constituidas bajo las leyes de la República Bolivariana de Venezuela, o que tienen una sucursal o un establecimiento permanente en Venezuela de conformidad con la definición de dicho término en la Ley de Impuesto Sobre la Renta y/o en los tratados suscritos por la República Bolivariana de Venezuela con otras naciones.

Por lo general, si una persona jurídica extranjera mantiene un establecimiento permanente o una base fija en Venezuela, dicho establecimiento permanente o base fija estaría gravado en Venezuela. El término "No Residente de Venezuela" se refiere de manera general a personas naturales que no han permanecido en Venezuela por un período continuo o discontinuo de ciento ochenta y tres (183) días en un año calendario o en el año inmediatamente anterior, y a una persona jurídica que no ha sido constituida bajo las leyes de la República Bolivariana de Venezuela o que no tienen una sucursal o un establecimiento permanente en Venezuela.

El pago de intereses sobre los Bonos por el Emisor a tenedores que son personas jurídicas No Residentes de Venezuela estará sujeto a impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa de hasta 34%, salvo que se deba aplicar una tasa menor bajo un convenio para evitar la doble tributación suscrito con Venezuela. El pago de intereses estará sujeto a retención en la fuente a una tasa equivalente al 32,3%. Los montos retenidos son acreditables contra la obligación tributaria definitiva. Las ganancias de capital obtenidas por personas jurídicas que son No Residentes de Venezuela estarán sujetas a impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa de hasta 34%, salvo que se deba aplicar una tasa menor bajo un convenio para evitar la doble tributación suscrito con Venezuela. Este Impuesto sobre la Renta a las ganancias de capital obtenidas por personas jurídicas No Residentes de Venezuela no estará sujeto a retención en la fuente.

El pago de intereses sobre los Bonos por el Emisor a tenedores que son personas jurídicas Residentes de Venezuela estará sujeto a impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa de hasta 34%. El pago de intereses estará sujeto a retención en la fuente a una tasa equivalente al 5%. Los montos retenidos son acreditables contra la obligación tributaria definitiva. Las ganancias de capital obtenidas por personas jurídicas que son Residentes de Venezuela estarán sujetas a impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa de hasta 34%.

El pago de intereses sobre los Bonos por el Emisor a tenedores que son instituciones financieras extranjeras calificadas no domiciliadas estará sujeto a impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa única de 4,95% pagadera a través de retención. Las ganancias de capital obtenidas por instituciones financieras extranjeras calificadas no domiciliadas estarán sujetas a impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa única de 4,95%.

Las ganancias de capital obtenidas de la venta de los Bonos por los tenedores que se encuentran sujetos a los beneficios de un convenio para evitar la doble tributación vigente entre Venezuela y los Estados Unidos de América, el Reino Unido, Italia, Francia, Alemania, Portugal, la República Checa, Trinidad y Tobago, Holanda, Suiza, Noruega, Barbados, Indonesia, Dinamarca, España, Canadá, Irán, Corea, Cuba, China, Austria, Bélgica, Malasia, Suecia y Kuwait, no estarán sujetos a impuesto sobre la renta en Venezuela.

Aun cuando no es totalmente claro y definitivo, los asesores en Venezuela del Emisor creen que se puede sostener que las ganancias de capital por la venta de los Bonos obtenidas por personas naturales que son residentes a los efectos fiscales no están sujetas a impuesto sobre la renta en Venezuela.

No obstante el tratamiento fiscal a los intereses y las ganancias de capital descrito anteriormente, dado que los pagos por los Bonos será efectuado por el Emisor al Depositario Común y que el Depositario Común es una institución financiera extranjera calificada no domiciliada a los efectos de la Ley de Impuesto Sobre la Renta de Venezuela, el Emisor ha tomado la decisión de que los pagos por los Bonos al Depositario Común estarán sujetos a Impuesto sobre la Renta venezolano a una tasa única de 4,95% pagadero a través de retención.

El Emisor ha solicitado una exoneración del Impuesto sobre la Renta al Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, quien puede o no otorgar dicha exoneración a su discreción.

Impuesto sobre Sucesiones y Donaciones

La transferencia de los Bonos por medio de sucesiones o donaciones a Residentes de Venezuela o No Residentes de Venezuela estará sujeta al impuesto sobre sucesiones y donaciones venezolano.

Timbre Fiscal

La emisión de los Bonos no estará sujeta a Timbre Fiscal en Venezuela.

ÍNDICE

Sumario	1
La Oferta	5
Información Financiera	6
Información Operacional	8
La Corporación	8
Estructura Organizativa	8
Descripción del Negocio	9
Exploración y Producción	9
Reservas	9
Exploración	12
Producción	12
Refinación	14
Comercio y Suministro	20
Exportaciones	20
Mercado Interno	24
Desarrollo Social	25
Plan Estratégico	26
Resumen de plan de inversión	26
Directores y Ejecutivos	28
Factores de Riesgo	29
Tributación en Venezuela	39

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Cualquier información adicional en cuanto a las actividades relacionadas a La Nueva PDVSA puede acceder a nuestro sitio web (www.pdvsa.com), donde encontrará en detalle e histórico de la información financiera y operacional que su Institución o Corporación pudiese necesitar en complemento a este extracto.

