

# Venezuela: la energía en cifras 2009-2011

EL SECTOR PETROLERO  
Y GASÍFERO



## LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO EN 2011

### SITUACIÓN PETROLERA 2011

<sup>1</sup>El total de reservas mundiales y de América corresponden a las cifras según el BP Statistical Review of World Energy 2012, e incluyen las reservas de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela según lo reportado en el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.

<sup>2</sup>Se presume que los 80 mil millones de barriles con los que contaba Venezuela hasta 2006 no correspondían a crudo convencional en su totalidad como se asumió en ediciones anteriores. De acuerdo con el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011, las reservas de crudo convencional totalizan 22 mil millones de barriles debido al desarrollo de las reservas pero también a la reclasificación. Adicionalmente, producto del proceso de certificación de reservas, el total de reservas de crudo extrapesado se ha incrementado y totalizan para el año 2011 una cantidad de 275 mil millones de barriles.

<sup>3</sup>PDVSA asume un factor de recobro de 20% como valor mínimo de recuperación.

		Reservas (miles de millones de barriles)	Producción (millones de barriles diarios)	Consumo (miles de barriles diarios)
<b>Mundo</b>		1.463	82,1	87,382
<b>América</b>		400	20,8	29,522
<b>Venezuela<sup>1</sup></b>	<b>Crudo convencional</b>	22,454	<b>2,7 - 3,0</b>	<b>646 -832</b>
	<b>Crudo pesado y extrapesado</b>	275,117 <sup>3</sup>		
	<b>Total</b>	297,571		
<b>Venezuela / América (En reservas: sólo incluyen crudo convencional)</b>		6%	12% - 14%	2,2% - 2,6%
<b>Venezuela / Mundo (En reservas: sólo incluyen crudo convencional)</b>		2%	3% - 4%	0,8% - 0,9%
<b>Venezuela / América (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado)</b>		74%		
<b>Venezuela / Mundo (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado)</b>		20%		

#### Reservas de crudo convencional (liviano y mediano)

22,5 mil millones de barriles, de acuerdo con cifras oficiales.

#### Reservas de crudo pesado y extra-pesado

275,1 mil millones de barriles, de acuerdo con cifras oficiales.

#### Producción

2,4 - 3 millones de barriles diarios en promedio, según fuentes internacionales y cifras oficiales, respectivamente.

#### Capacidad mundial de refinación de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)

2,8 millones de barriles diarios.

#### Consumo interno

646 - 765 mil barriles diarios, según cifras oficiales y fuentes internacionales, respectivamente.



## Cronología del marco normativo

**Constitución**

de la República Bolivariana de Venezuela, CRBV (1999)

- ▶ El Estado venezolano se reserva la propiedad sobre los hidrocarburos, establece que cualquiera sea la naturaleza de los yacimientos mineros y de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República y son bienes del dominio público; por tanto, son inalienables e imprescriptibles (**Artículo 12**)
- ▶ El régimen y administración de hidrocarburos es competencia del Poder Público Nacional (**Artículo 156, Numeral 16**)
- ▶ El Estado se reserva las actividades petroleras por razones estratégicas y de conveniencia nacional, mediante la Ley Orgánica de Hidrocarburos (**Artículo 302**)
- ▶ El Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A, por razones de soberanía económica, política y estrategia nacional (**Artículo 303**)

**Ley Orgánica**

de Hidrocarburos, LOH (2001)

- ▶ Regula las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización y conservación de los hidrocarburos líquidos.
- ▶ El Estado venezolano ratifica la reserva legal sobre la propiedad de los hidrocarburos (**Artículo 3**)
- ▶ El Estado se reserva las actividades primarias (exploración y explotación), así como la comercialización de crudos (**Artículo 9 y 10**). Sin embargo, el Estado puede realizar estas actividades por medio de empresas de su exclusiva propiedad o mediante empresas mixtas en las cuales posea una participación superior al cincuenta por ciento (50%),

### Ley Orgánica de Hidrocarburos, LOH<sup>1</sup> (2001)

las empresas que realicen las actividades primarias serán las empresas operadoras (**Artículo 22**)

- ▶ La Ley establece la creación de empresas de exclusiva propiedad del Estado por parte del Ejecutivo Nacional mediante Decreto en Consejo de Ministros para la realización de las actividades contempladas y adoptar para ello la forma jurídica que considere conveniente (**Artículos 27 al 32**)
- ▶ El organismo público competente promoverá un proceso licitatorio en donde se evalúen diversas ofertas para la selección de la empresa operadora. No obstante, previa aprobación del Consejo de Ministros se podrá efectuar una escogencia directa de las operadoras por razones de interés público o circunstancias especiales de la actividad (**Artículo 37**)
- ▶ La industrialización de los hidrocarburos refinados comprende las actividades de separación, destilación, purificación; conversión, mezcla y transformación de los mismos, con la finalidad de añadir valor a dichas sustancias mediante la obtención de especialidades de petróleo u otros derivados de hidrocarburos (**Artículo 49**). Estas actividades podrán ser realizadas por el Estado, por empresas de su exclusiva propiedad, por empresas mixtas con participación de capital estatal y privado, en cualquier proporción y por empresas privadas (**Artículo 50**). Las empresas privadas que se dediquen a esta actividad deben obtener un permiso del Ministerio de Petróleo y Minería (**Artículo 53**)
- ▶ Las actividades de comercialización reguladas en la LOH, incluye tanto el comercio interior como exterior, de hidrocarburos naturales y sus productos derivados (**Artículo 56**). La actividad de comercialización de hidrocarburos naturales y productos derivados que sean señalados por el Ejecutivo por Decreto, está reservada a entidades del Estado (**Artículos 57 y 27**), las empresas mixtas solo podrán vender los hidrocarburos naturales a empresas del Estado. Las actividades de comercialización de subproductos que no se encuentran establecidos en el Decreto 1646, podrán ser realizadas por el Estado, o por empresas de su exclusiva propiedad, o por empresas mixtas con participación del capital estatal y privado en cualquier proporción y por empresas privadas (**Artículo 58**)
- ▶ Aquellos productos derivados de los hidrocarburos que mediante Resolución señale el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, serán objeto de las regulaciones sobre comercio interior establecidas en esta Ley (**Artículo 59**). Las actividades de suministro, almacenamiento, transporte, distribución y expendio de los productos derivados de los hidrocarburos, señalados por el Ejecutivo Nacional destinados al consumo colectivo interno constituyen un servicio público. El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Petróleo y Minería, fijará los precios de los productos derivados de los hidrocarburos y adoptará medidas para garantizar el suministro, la eficiencia del servicio y evitar su interrupción

- ▶ Estos precios podrán fijarse mediante bandas o cualquier otro sistema que resulte adecuado a los fines previstos en esta Ley, tomando en cuenta las inversiones y la rentabilidad de las mismas (**Artículo 60**)

### Recursos legales necesarios para el establecimiento y funcionamiento de Empresas mixtas

- ▶ Acuerdo de la Asamblea Nacional, en donde se establece la constitución de la Empresa Mixta y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias (**CRBV, Artículo 150 y LOH, Artículo 33**)
- ▶ Decreto de Creación
- ▶ Resolución del Ejecutivo en el cual se delimita el área geográfica donde las empresas operadoras realizarán las actividades primarias (**LOH, Artículo 23**)
- ▶ Acta Constitutiva de la Empresa Mixta
- ▶ Decreto del Ejecutivo Nacional en donde se Transfiere el Derecho a realizar Actividades Primarias (**LOH, Artículo 24**)
- ▶ Acatamiento de las normas establecidas en el Código de Comercio y demás leyes aplicables (**LOH, Artículo 33**), por lo tanto la empresa mixta, una vez constituida debe ser inscrita en el Registro Mercantil competente

### Elementos contractuales que deberán cumplir las Empresas Mixtas, LOH, Artículo 34

- ▶ Duración máxima de veinticinco (25) años, prorrogable por un lapso que será acordado, no mayor de quince (15) años
- ▶ Indicación de la ubicación y extensión de la zona en donde se realizarán las actividades primarias
- ▶ En el momento de terminación por cualquier circunstancia, los activos y servicios serán entregados al Estado, de acuerdo a condiciones establecidas en el contrato o siguiendo este artículo, en donde se expone que la regresión es total, libre de gravámenes y sin indemnización alguna
- ▶ En caso de controversia, las leyes aplicadas serán las venezolanas. Las controversias serán resueltas en Tribunales venezolanos

### Ley de Regularización

de la Participación en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto No. 1.510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos<sup>2</sup> (2006).

- ▶ El objeto de esta Ley es regularizar la participación privada en las actividades primarias previstas en el Artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (**Artículo 1**)
- ▶ Se asegura el control accionario y operacional de las empresas mixtas por parte del Estado venezolano. Estableciendo que ningún contrato podrá otorgar participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos líquidos, o en los beneficios derivados de la producción de dichos hidrocarburos, a privados, salvo como accionista minoritario en una empresa mixta

### Decreto Ley

No. 5.200 de migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas<sup>3</sup> (2007).

- ▶ Establece la migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco y de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas
- ▶ La Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP), u otra filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), es la empresa estatal accionista de las Empresas Mixtas, correspondiéndole como mínimo, en cada una de ellas, una participación accionaria del sesenta por ciento (60%)
- ▶ Corresponde al Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y la Minería (conocido como MENPET hasta 2011) determinar la valoración de la Empresa Mixta, la participación accionaria de la filial de Petróleos de Venezuela, S.A. designada y los ajustes económicos y financieros que fuesen necesarios

### Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos<sup>4</sup> (2008).

- ▶ Se reserva al Estado la actividad de intermediación para el suministro de combustibles líquidos, así como, las actividades de transporte terrestre, acuático y de cabotaje de combustibles líquidos (**Artículos 1 y 2**)

### Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos<sup>5</sup> (2009).

- ▶ Tiene como objeto reservar al Estado, por su condición estratégica, bienes y servicios conexos a la realización de las actividades primarias previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que serán ejecutadas por PDVSA o la filial que ésta designe

<sup>1</sup> Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial, G.O. N° 37.323 del 13/11/01). Ley de Reforma Parcial del Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (G.O. N° 38.443 del 24/05/06).

<sup>2</sup> Ley de Regularización de la Participación en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto No. 1.510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (G. O. N 38.419 del 18/04/06).

<sup>3</sup> Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (G.O. N°38.632 del 26/02/07). Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (G.O. N° 38.785 del 08/10/07).

<sup>4</sup> Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos (G. O. N 39.019 del 18/09/08).

<sup>5</sup> Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (G. O. N 39.173 del 07/05/09).

## Actores principales


**Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y la Minería (MPPPM)**

Organismo encargado de regular, formular y evaluar las políticas, así como planificar, realizar y fiscalizar las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general

**Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)**

Empresa estatal que se encarga de la exploración, la producción, la manufactura, el transporte y el mercadeo de los hidrocarburos

**Corporación Venezolana del Petróleo (CVP)**

Filial de PDVSA que controla y administra lo concerniente a los negocios que se realizan con otras empresas petroleras de capital nacional o extranjero.

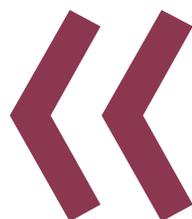
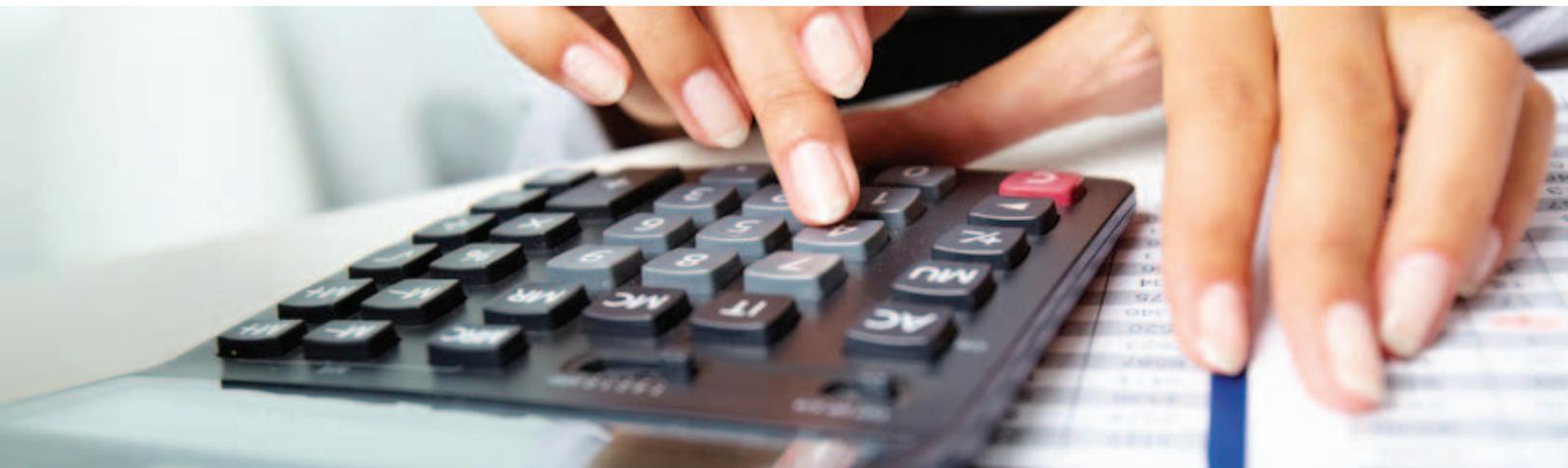
**Principales empresas Operaciones extranjeras**

BP, Belarusneft, Chevron, China National Petroleum Corporation (CNPC), Enarsa, ENI, GALP, Gazprom, Harvest – Vinccler, Lukoil, Mitsubishi Oil, ONGC Videsh, Petrobras, PETRONAS, Qatar Petroleum, Repsol, Royal Dutch Shell, Statoil, Teikoku (c), Total y Veba Gas and Oil

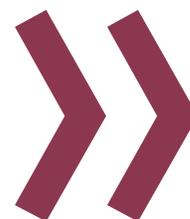
**Modificaciones a las figuras contractuales de asociación**

En 2006 y 2007 se produjeron cambios en las estructuras contractuales de los diferentes proyectos de exploración y producción con participación de terceros. Todos los contratos fueron cambiados al formato de empresas mixtas, la figura legal que estipula la LOH. Desde entonces, PDVSA opera -con la participación minoritaria de empresas privadas y estatales, nacionales y extranjeras- aquellas áreas de producción de crudo convencional que correspondían a los extintos convenios operativos, las áreas de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco que correspondían a las asociaciones estratégicas y las áreas de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas. Los nuevos contratos de asociación que se han firmado posterior a la migración, han adoptado el esquema de empresas mixtas con mayoría accionaria y control operativo del Estado.

## Marco fiscal



La tributación general aplicable a cualquier empresa operadora está determinada por lo previsto en la Ley de Impuesto Sobre la Renta (“LISLR”)<sup>6</sup> y en el régimen de regalía e impuestos establecidos en el Capítulo VI de la LOH. Adicionalmente, de acuerdo al Artículo 36 de la LOH, en aquellos instrumentos mediante los cuales se otorga el derecho a realizar actividades, se podrán establecer ventajas especiales para la República, tales como el aumento de la regalía, las contribuciones u otras contraprestaciones previstas en la misma Ley, el empleo y cesión de nuevas y avanzadas tecnologías.



### Impuesto sobre la Renta (Ley de Impuesto sobre la Renta)<sup>7</sup>

- ▶ Corresponde a una tasa proporcional del cincuenta por ciento (50%) *(Artículos 11 y 53 numeral b)*
- ▶ Están exentas del ISLR las empresas estatales nacionales que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, por los enriquecimientos extraordinarios provenientes del valor comercial que les sea reconocido por sus asociados a los activos representados por estudios previos, informaciones, conocimientos e instructivos técnicos, fórmulas, datos, grabaciones, películas, especificaciones y otros bienes de similar naturaleza relacionados con los proyectos objeto de asociación destinados al desarrollo de los mismos, en virtud de contratos de interés nacional *(Artículo 14, numeral 12)*

### Regalía (LOH, Artículos 44 al 47)

- ▶ Tasa aplicable a la explotación de petróleo convencional, que corresponde al 30%. La tasa aplicable a la explotación de petróleo extrapesado puede ser menor a 30%, pero depende de ciertos factores. En particular, la tasa puede rebajarse si se demuestra que un yacimiento maduro, de petróleo extrapesado o de mezcla de bitúmenes de la Faja del Orinoco, no es económicamente explotable con una tasa de regalía de 30%. En el caso del yacimiento maduro y del crudo extrapesado, la tasa de regalía puede ser hasta de un valor mínimo de 20% y en el caso de la mezcla de bitúmenes de la Faja hasta 16 2/3%. El Ejecutivo Nacional está facultado para restituir la regalía, total o parcialmente, hasta alcanzar nuevamente 30%, cuando se demuestre que la rentabilidad de los proyectos puede mantenerse bajo dichas condiciones *(Artículo 44)*
- ▶ Exigida por el Ejecutivo Nacional en dinero o especies, de no especificarlo, se asumirá que será recibida en dinero *(Artículo 45)*
- ▶ En caso de ser recibida en dinero, el explotador deberá pagar el precio de los volúmenes correspondientes, medidos en el campo de producción y al valor del mercado o a valor convenido *(Artículo 47)*

### Impuesto Superficial (LOH, Artículo 48)

- ▶ Pago anual de cien unidades tributarias por kilómetro cuadrado de la extensión superficial otorgada que no se estuviese explotando<sup>8</sup>
- ▶ Este impuesto se incrementará anualmente dos por ciento (2%) durante los primeros cinco (5) años y cinco por ciento (5%) en los años subsiguientes

<sup>6</sup> Publicada en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.556, del 28 de diciembre de 2001.

<sup>7</sup> Publicada en Gaceta Oficial N° 38.628, del 16 de febrero de 2007.

<sup>8</sup> La unidad tributaria (U.T.) está valorada en Bs. 90,00.

### **Impuesto de Consumo Propio** (LOH, Artículo 48)

- ▶ Equivalente al diez por ciento (10%) de cada metro cúbico de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustibles en sus propias operaciones, calculado sobre el precio para el consumidor final

### **Impuesto de Consumo General** (LOH, Artículo 48)

- ▶ Impuesto que se paga por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos y vendido en el mercado interno entre el treinta (30%) y cincuenta (50%) por ciento del precio pagado por el consumidor final (la alícuota entre los límites será establecida en la Ley de Presupuesto anualmente)

### **Impuesto de Extracción** (LOH, Artículo 48)

- ▶ Pago equivalente a un tercio del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos en el área delimitada, calculado sobre la base establecida en el artículo 47 de la LOH para el cálculo de la regalía
- ▶ Deberá ser pagado mensualmente por la empresa operadora que extraiga los hidrocarburos, y en el caso que aplique, junto con la regalía que esté pagando bajo la condición de ventaja especial. La ventaja especial se refiere a que al momento de calcular el impuesto de extracción, el contribuyente tiene derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, incluso la regalía adicional que esté pagando
- ▶ El contribuyente tiene también derecho a deducir del impuesto lo que hubiese pagado por cualquier ventaja especial pagable anualmente, pero solamente en períodos subsecuentes al pago de esa ventaja especial anual
- ▶ En la práctica, este impuesto representa una regalía adicional de 3,33 por ciento que deben pagar PDVSA y los proyectos de la Faja. Este impuesto podría no aplicar o ser equivalente a cero por ciento para un año en particular, en los casos en los que la suma del monto a pagar por regalía, más el monto a pagar por impuestos, más el monto equivalente al uno por ciento de las utilidades que es destinado a inversión en un año; sea mayor al valor de los hidrocarburos extraídos de ese año

### **Impuesto de Registro de Exportación** (LOH, Artículo 48)

- ▶ Se aplica al uno por mil (0,1 por ciento) del valor (con base en el precio de venta) de los hidrocarburos exportados de cualquier puerto desde el territorio nacional
- ▶ Para los efectos del pago de este impuesto, el vendedor informará al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, antes de zarpar, el volumen, grado API, contenido de azufre y destino del cargamento

### **Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos**

- ▶ Contribución condicionada a los precios del mercado internacional y el precio estimado en la Ley Anual de Presupuesto
- ▶ Precios superiores a US\$ 70 e inferiores a US\$ 90, se cobra de una alícuota de 80% sobre la diferencia entre el precio observado y US\$ 70.
- ▶ Precios iguales o superiores a US\$ 90 e inferiores a US\$ 100, se aplica una alícuota de 90% sobre la diferencia entre el precio observado y US\$ 90 y se le añade la alícuota de 80% de la diferencia entre US\$ 70 y US\$ 90 (US\$ 16)
- ▶ Precios iguales o superiores a US\$ 100 se aplica una alícuota de 95% sobre la diferencia entre el precio observado y US\$ 100, añadiéndol la alícuota de 90% de la diferencia entre US\$ 90 y US\$ 100 (US\$ 9) y la alícuota de 80% de la diferencia entre US\$ 70 y US\$ 90 (US\$ 16)
- ▶ Alícuota adicional de 20% sobre la diferencia entre US\$ 70 y el precio estimado en la Ley Anual de Presupuesto
- ▶ Se establece un tope máximo de US\$ 70 para el cálculo de regalías, impuesto de extracción e impuesto de registro de exportación
- ▶ Toda recaudación producto de esta nueva ley se destina, por ley, al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN)





## **Análisis sobre la Ley de Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos**

La nueva ley de contribución especial, publicada en gaceta oficial N° 6.022 el 18 de abril de 2011, redefine el concepto de precios extraordinarios establecido en la ley de contribución especial publicada en 2008 e introduce el concepto de precios exorbitantes. Se denominan precios extraordinarios todo precio por encima del precio establecido en la ley anual de presupuesto e igual o inferior a US\$ 70. Por otra parte se denominan precios exorbitantes todo precio por encima de US\$ 70.

Para precios superiores a US\$ 70 e inferiores a US\$ 90, la ley contempla el cobro de una alícuota de 80% sobre la diferencia entre el precio observado y US\$ 70. Para precios iguales o superiores a US\$ 90 e inferiores a US\$ 100, se aplica una alícuota de 90% sobre la diferencia entre el precio observado y US\$ 90 y se le añade la alícuota de 80% de la diferencia entre US\$ 70 y US\$ 90 (US\$ 16). Para precios iguales o superiores a US\$ 100 se aplica una alícuota de 95% sobre la diferencia entre el precio observado y US\$ 100, añadiéndole la alícuota de 90% de la diferencia entre US\$ 90 y US\$ 100 (US\$ 9) y la alícuota de 80% de la diferencia entre US\$ 70 y US\$ 90 (US\$ 16). En contraste con la ley de 2008, la nueva ley establece una alícuota adicional de 20% sobre la diferencia entre US\$ 70 y el precio extraordinario definido en la ley anual de presupuesto. Se establece además un tope máximo de US\$ 70 para el cálculo de regalías, impuesto de extracción e impuesto de registro de exportación.

Toda recaudación producto de esta nueva ley se destina al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

La nueva ley aumenta la recaudación por parte del Estado a precios altos, manteniendo la deseable progresividad lograda en la ley de contribuciones especiales de 2008. Sin embargo, la ley

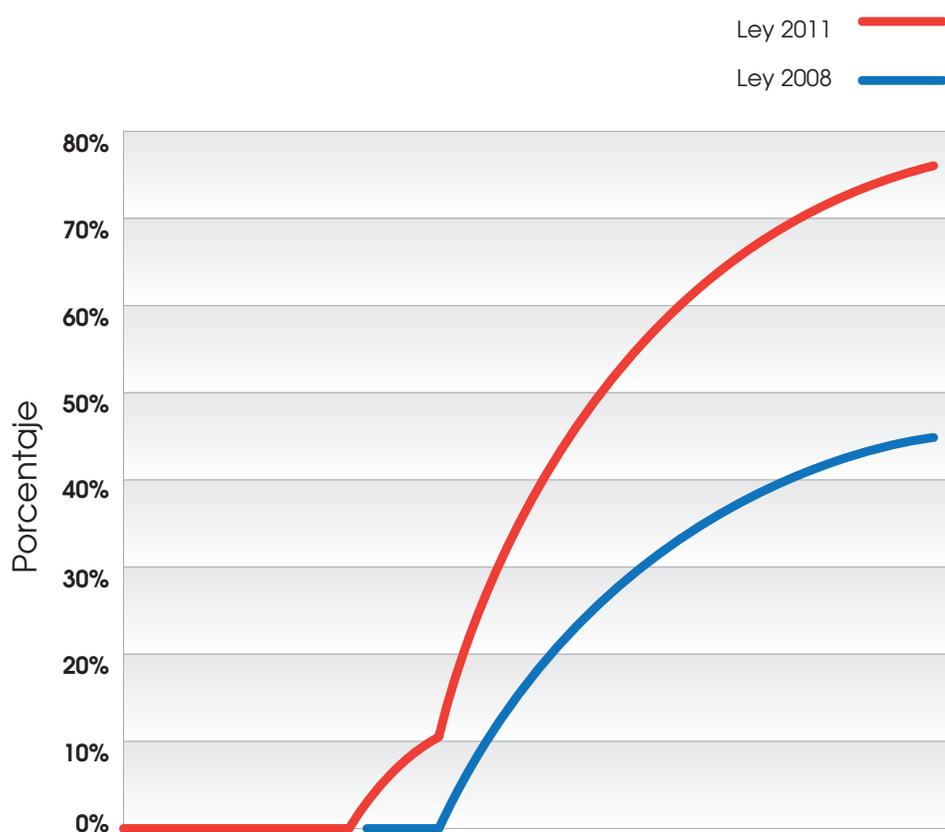
presenta graves limitaciones que ameritan resaltarse. Primero, si bien es progresiva a precios altos, la ley sigue siendo regresiva a precios bajos, manteniendo una alta participación del Estado que hace inviable ciertos proyectos de bajar significativamente los precios.

Segundo, tomando en cuenta el aumento en el corto plazo de los costos operativos que suelen acompañar aumentos significativos en los precios, las nuevas alícuotas pueden resultar excesivas, desincentivando la inversión incluso en presencia de altos precios.

Tercero, la definición de precios extraordinarios en base al precio establecido anualmente en la ley de presupuesto genera incertidumbre en cuanto a la tasa efectiva de tributación lo cual se traduce en un obstáculo adicional a la inversión. Por último, el tope en la regalía implica una desviación importante de recursos a FONDEN que de lo contrario hubiesen ido al presupuesto nacional.

A un precio de US\$ 115/barril, 52% de lo recaudado ingresa a FONDEN mientras que sólo 48% va al presupuesto (ver Figura 1). Aunado a los niveles de gasto social de PDVSA observados en años recientes, la nueva ley implica que más del 60% de los aportes a la nación provenientes del petróleo son manejados de manera discrecional por el ejecutivo lo cual puede tener importantes repercusiones sobre la transparencia y rendición de cuentas que deben caracterizar el uso de los recursos petroleros.

# Porcentaje de la **Captura Fiscal** que se dirige a Fonden



**Figura 1** Porcentaje de lo recaudado que se dirige a FONDEN según la ley de 2008 y la ley de 2011

**Fuente** Cálculos propios en base a la Ley que Crea Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos (Gaceta Oficial N° 6.022 del 18 de abril 2011) y la Ley de Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos (Gaceta Oficial N° 38.910 del 15 de abril de 2008).

**Nota:** Se usa un costo fijo de US\$ 14/barril para esta simulación. En realidad, como resaltamos en el texto, el costo tiende a variar con el precio.





Luego de haber rondado los 20 dólares por barril entre 1999 y 2004 y habiendo incluso llegado la cesta venezolana a ser cotizada a 8 dólares por barril en febrero de 1999; desde 2005 los precios del petróleo presentaron un comportamiento ascendente muy significativo que se mantuvo hasta mediados de 2008, año en el cual la volatilidad característica de los precios del crudo fue especialmente importante al observarse diferenciales de más de 100 dólares para un mismo tipo de crudo.

Así, tras un largo período de altos precios el nivel de los precios petroleros cayó abruptamente hacia finales de 2008 hasta llegar a 32,98 dólares por barril. En el año 2009 se dio una recuperación considerable, habiendo cerrado el año con una cotización de 74,57 dólares por barril para el WTI, 73,52 dólares por barril para la Cesta Venezolana y de 75,27 dólares por barril para el Brent. Durante los tres primeros trimestres del año 2010 el precio del crudo venezolano osciló entre los 65 y 75 dólares por barril. Sin embargo, en el último trimestre del año se inició un proceso de alza de precios que hizo que el mes de diciembre la cesta venezolana cotizara a 82,89 dólares. Los últimos dos trimestres del año 2011 se caracterizaron con precios por encima de 100 dólares el barril, con la excepción del mes de agosto que la cesta venezolana se cotizó en 98,73 dólares el barril.

**Evolución mensual** de los precios de la cesta petrolera venezolana, 1999-2011  
(Dólares por barril, dólares corrientes)



Fuente: Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

**Nota:** Cesta Petrolera Venezuela corresponde a la cotización del tipo de crudo Tía Juana.

**Valores promedios** de los precios del petróleo, 2007-2011

AÑO	WTI	CESTA OPEP	CESTA VENEZUELA
2007	72,24	69,08	64,74
2008	99,90	94,45	86,49
2009	61,82	61,06	57,08
2010	79,52	77,45	71,97
2011	95,12	107,47	101,06

Fuente: Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

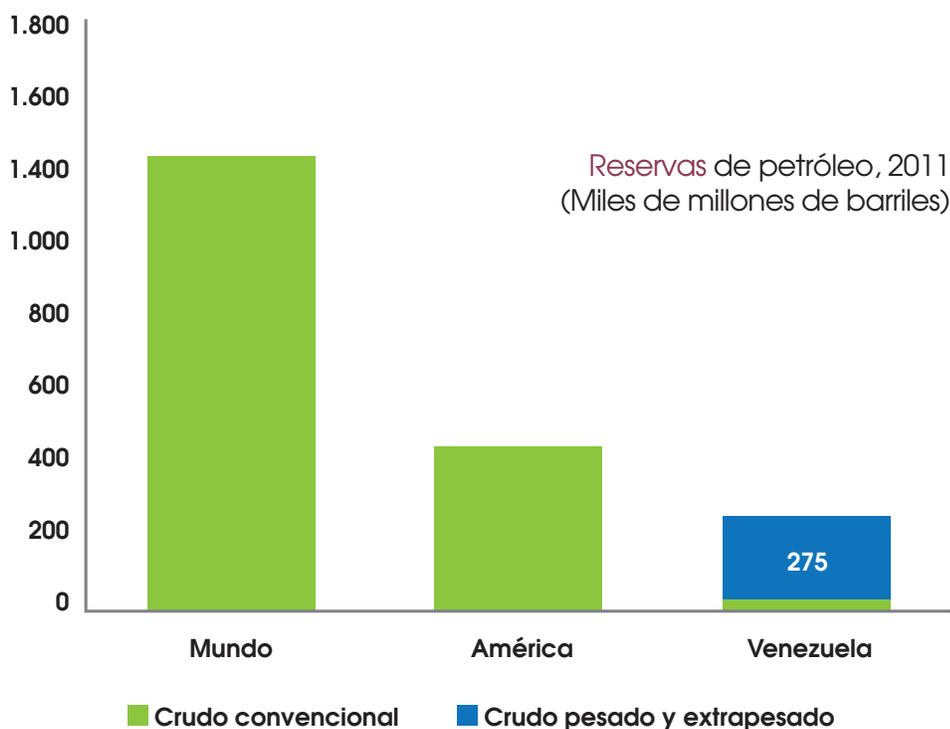
## Reservas 2010-2011



De acuerdo a cifras oficiales, las reservas de crudo de Venezuela son las más grandes de América y a escala mundial.

Según el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011, las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 297,571 mil millones de barriles en 2011, las cuales se estiman a partir de un factor de recobro de mínimo de veinte por ciento (20%). Esta cifra representa un cincuenta y cinco por ciento (55%) de las reservas de crudo del continente americano y dieciocho por ciento (18%) de las reservas del mundo.

Las reservas de petróleo de nuestro país están distribuidas de la siguiente manera: 19,651 mil millones de barriles en la cuenca Maracaibo-Falcón; 1,209 mil millones de barriles en la cuenca Barinas-Apure; 276,309 mil millones de barriles en la cuenca Oriental y, 0,402 mil millones de barriles en la de Carúpano. De la cuenca Oriental 258,939 mil millones de barriles corresponden a las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, de las cuales 3,758 son reservas de crudo pesado y 255,181 mil millones de barriles son reservas de crudo extrapesado.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012 y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.

**Nota 1:** El total de reservas mundiales y el de América corresponden a las cifras del BP Statistical Review of World Energy 2012.

**Nota 2:** PDVSA asume un factor de recobro de 20% como valor mínimo de recuperación.

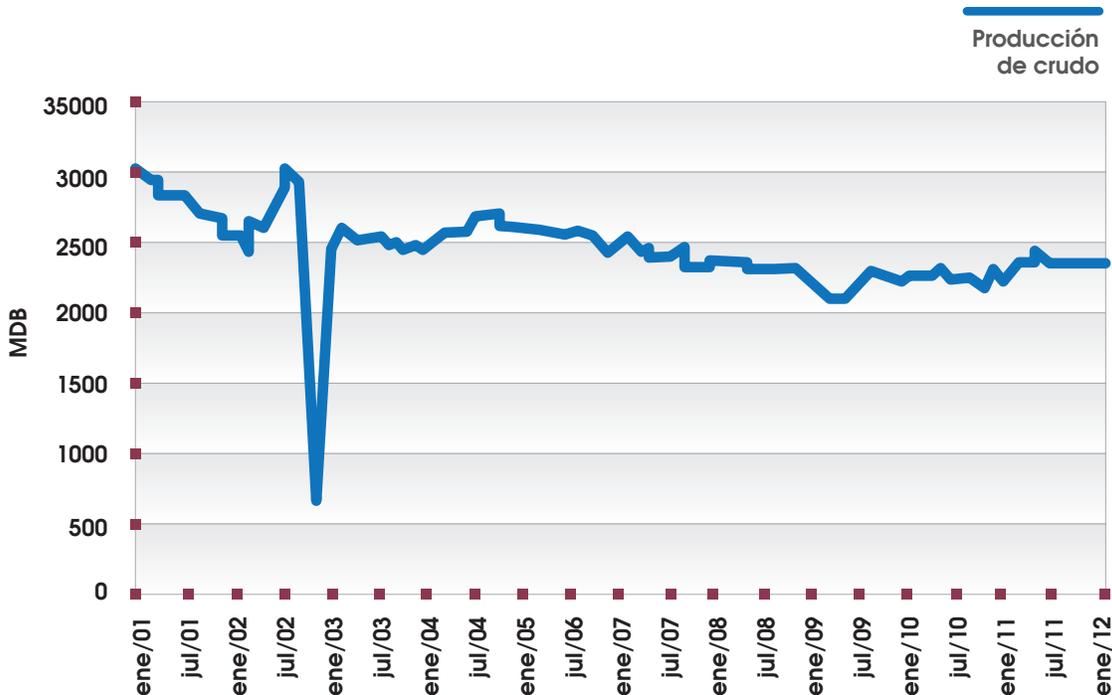
### PRODUCCIÓN EN EL AÑO 2011 según fuentes internacionales

De acuerdo con el reporte mensual del mes de enero de 2012 de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo de Venezuela en 2011 fue de 2,373 millones de barriles diarios, aproximadamente siete por ciento (7%) menor que en 2007. Este nivel de producción, según OPEP, contabiliza en un mismo monto la producción de crudo convencional y la producción de crudo extrapesado de la Faja, luego de haber sido procesado en los mejoradores. La cifra no incluye lo equivalente a líquidos condensados y líquidos asociados al gas natural, que otras fuentes internacionales como BP y las propias fuentes oficiales suelen consolidar en una sola cifra.

### PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO EN VENEZUELA según la OPEP, dic 2001- dic 2011

De acuerdo con el anuario estadístico de BP 2012, la producción de petróleo de Venezuela fue de 2,72 millones de barriles diarios en 2011, al incluir los líquidos asociados al crudo y gas natural. Ese nivel de producción representa aproximadamente catorce por ciento (14%) de la producción del continente y tres por ciento (3%) de la producción mundial.

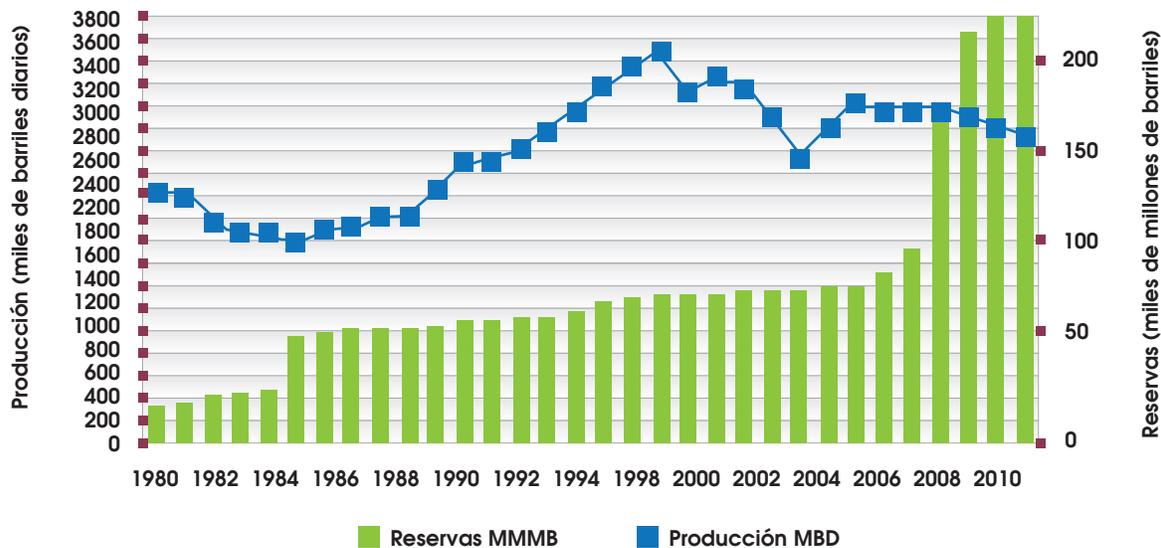
Con respecto a las magnitudes alcanzadas a finales de la década pasada, se observa una tendencia declinante en los últimos nueve años. La producción ha caído en aproximadamente 13 por ciento (13%) desde su valor en el año 1999 con respecto a 2011.



Fuente: Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2012.

Nota 1: : No incluye la producción equivalente a líquidos condensados y gas natural líquido.

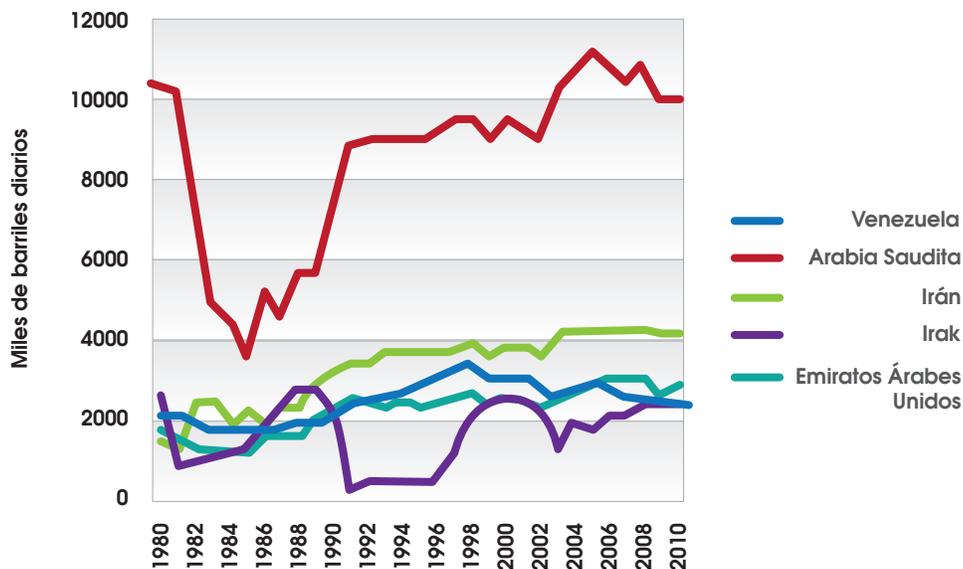
Producción Petrolera Venezuela vs Países OPEP 1980-2010



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012

Nota 1: La producción de petróleo incluye crudo, petróleo de esquisto bituminoso, arenas asfálticas o bituminosas y líquidos de gas natural (LNG), pero excluye combustibles líquidos de otras fuentes como biomasa y derivados del carbón

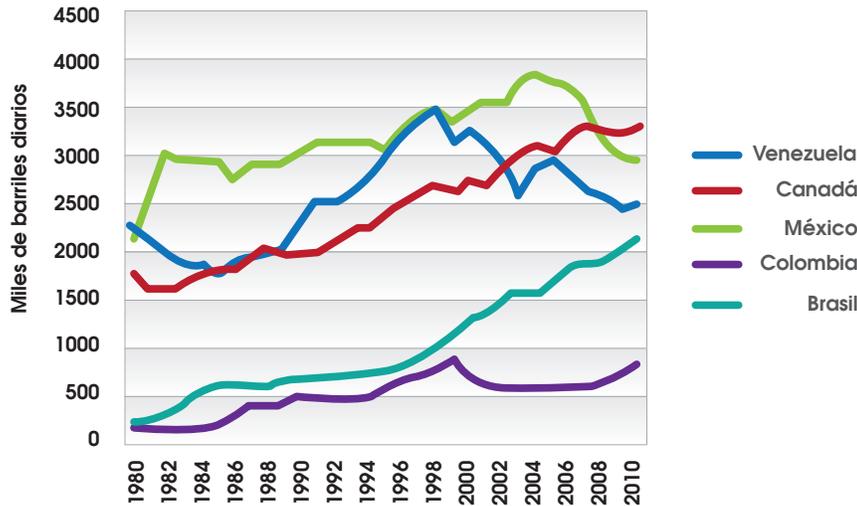
Producción Petrolera Comparada Venezuela, OPEP



Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2011, New Policies Scenario y Cálculos Propios

En el gráfico anterior se puede observar que el comportamiento de Venezuela ha sido similar a otros países miembros de la OPEP, como son Irán y Emiratos Árabes Unidos. Las diferencias en el comportamiento de Irak son el resultado de las dos guerras del Golfo y la ocupación norteamericana

Producción Petrolera Venezuela vs competidores de la región 1980-2010



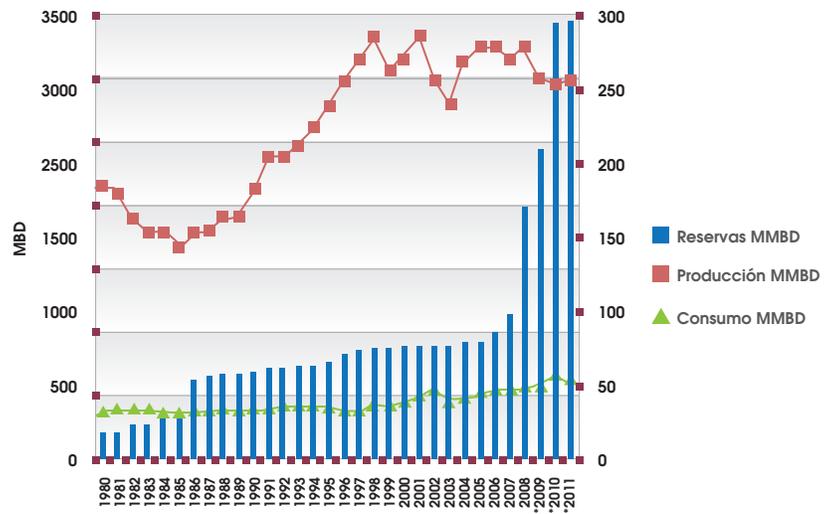
Al comparar el comportamiento de Venezuela, frente a otros productores de petróleo de la región, destaca la similitud entre Venezuela y México, siendo ambos los exportadores tradicionales de la región. También se evidencia el efecto del descubrimiento de las arenas bituminosas en Canadá y el descubrimiento de importantes yacimientos en Brasil.

Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2011, New Policies Scenario y Cálculos Propios

PDVSA: producción, consumo y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2011

De acuerdo con cifras oficiales, la producción fue de 2,99 millones de barriles diarios en 2011, lo cual representa un aumento de uno por ciento (1%) con respecto a 2010, año en que la producción fue de 2,97 millones de barriles diarios. Con respecto al consumo, PDVSA reportó para 2011 un total de 646 mil barriles diarios. En cuanto a los costos de exploración, exclusivos de crudo convencional, estos aumentaron en aproximadamente un nueve por ciento (9%) de 147 millones de dólares en el 2010 a 163 millones en el 2011. Los costos de producción por barril durante este periodo fueron de 7,53 dólares, aproximadamente un treinta y seis por ciento (36%) mayor que en el 2010.

PDVSA: Producción, consumo y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2011



Fuente: Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE, 1964-2008) y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009 (\*), 2010(\*\*) y 2011(\*\*\*)

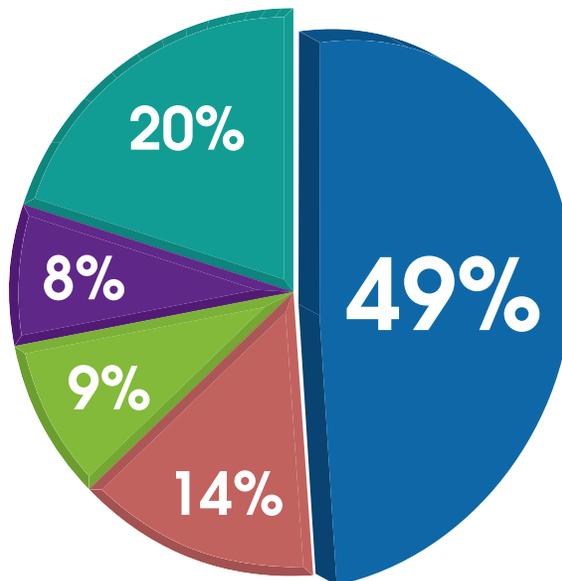
**Nota 1:** El nivel de reservas refleja las correspondientes a crudo convencional más las reservas de crudo extrapesado certificadas hasta el año 2011, tomando en cuenta el factor de recobro mínimo del 20% utilizado por PDVSA.  
**Nota 2:** Incluye condensados en formación y crudo extrapesado para la formación de Orimulsión.

## INVERSIÓN

Las inversiones en el año 2011 en la industria de los hidrocarburos aumentaron en treinta y dos por ciento 32% con respecto al 2010 de 13,3 miles de millones de dólares a 17,5.

En el año 2011 las inversiones se concentraron en el área de exploración y producción petrolera con una inversión de aproximadamente 8,49 millones de dólares.

El aumento en las inversiones en sectores no petroleros y otros<sup>9</sup> fue 223% de 1,55 miles de millones de dólares a 5,015 miles de millones, el porcentaje de participación en las inversiones totales resultó superior al de inversiones en refinación, comercio y suministro.



Inversiones por sector en 2011

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011

- Exploración y producción
- Refinación, comercio y suministro
- Gas
- Productos alimenticios y de consumo masivo/filiales No petroleras
- Otros

Otro indicador que ilustra de forma aproximada la magnitud de la inversión en exploración y producción de hidrocarburos es el número de taladros activos. Entre 2005 y 2008, la activación y retiro de estos equipos fue relativamente volátil: el número de taladros en operación osciló entre 63 y 84. Para diciembre del 2009 los equipos se redujeron a 49, sin embargo en el transcurso

del año 2010 la actividad de taladros se recuperó, cerrando en diciembre del 2010 con 83 taladros en actividad. Para el último trimestre del 2011 el número de taladros activos disminuyeron, cerrando el año con una cifra de 69 equipos activos en el mes de diciembre, el número de taladros y la magnitud de la producción generalmente evolucionan en la misma

dirección, lo que implica que cuando aumenta o disminuye la incorporación de taladros, la producción tiende a aumentar o disminuir respectivamente, aunque con cierto rezago. El aumento en el número de taladros observado en el 2010 y 2011 en relación al 2009 prevé una posible recuperación de la producción en el futuro cercano.

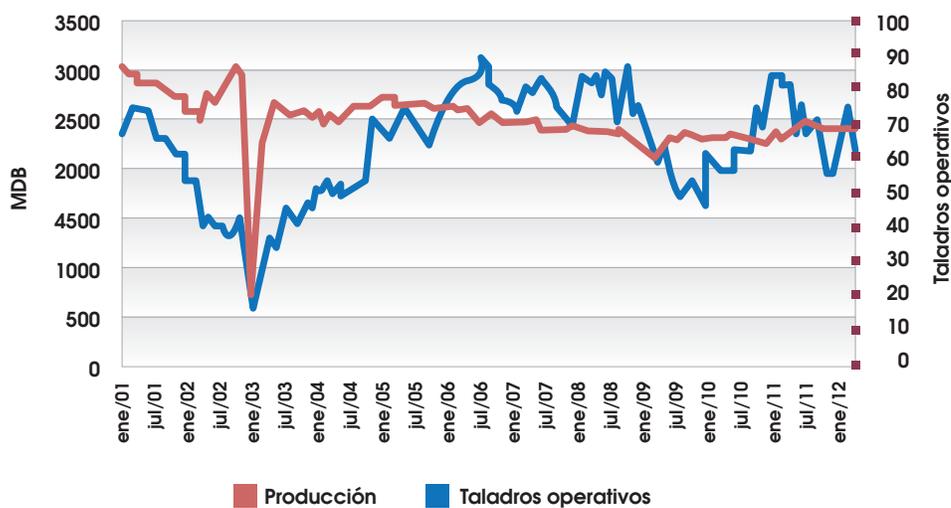
<sup>9</sup>Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial, G.O. N° 37.323 del 13/11/01). Ley de Reforma Parcial del Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos (G.O. N° 38.443 del 24/05/06).

Taladros operativos de petróleo y gas, enero 1995-abril 2012 (unidades)



Fuente: Baker Hughes International Rig Count.

Taladros operativos y producción petrolera 2001-2011



Fuente: Baker Hughes International Rig Count y el Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) de enero de 2012





Los proyectos de exploración y producción de crudo convencional y extra-pesado en Venezuela son desarrollados bajo dos esquemas: a) Esfuerzo propio de PDVSA y b) el esfuerzo conjunto entre PDVSA y terceros bajo la figura de empresas mixtas

## 1.- PROYECTOS DE CRUDO convencional

Desde el 2006, los proyectos en campos de crudo convencional son desarrollados por 21 empresas mixtas las cuales previamente estuvieron vinculadas con la figura de los convenios operativos. Estas operaciones están orientadas principalmente a mantener el nivel de producción pues operan en campos maduros con una tendencia natural de declinación en la producción.

Las empresas mixtas están constituidas con capital compartido entre la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de PDVSA —con una participación mínima de 60%— y empresas privadas (fundamentalmente extranjeras), con un máximo de 40%.

Empresas mixtas	Ubicación	Socios	Participación (porcentajes)	Correspondencia con los extintos convenios op.
Petrolera Kaki	Anzoátegui	CVP INEMAKA Exploration & Production Company Ltd.	60 40	Kaki
Petrokariña	Anzoátegui	CVP PETROBRAS	60 40	Mata
Petroven-Bras	Anzoátegui Monagas	CVP PETROBRAS	60 40	Acema
Petroritupano	Anzoátegui Monagas	CVP PETROBRAS	60 40	Oritupano-Leona
Petroguárico	Guárico	CVP Teikoku Oil and Gas, C.A.	60 40	Guárico Oriental
Boquerón	Monagas	CVP British Petroleum Venezuela Holding Limited	60 40	Boquerón
Petrocuragua	Monagas	CVP Operaciones de Producción y Exploraciones Nacionales, S.A.	60 40	Casma-Anaco
Petrodelta	Monagas	CVP Harvest Vinccler C.A	60 40	Monagas Sur
Petronado	Monagas	CVP Compañía General de Combustibles S.A.	60 40	Onado
Petroperijá	Zulia	CVP British Petroleum Venezuela Holding Limited	60 40	DZO
Petroregional del Lago	Zulia	CVP Shell Exploration and Production Investments B.V.	60 40	Urdaneta
Lagopetrol	Zulia	CVP Hocol Venezuela B.V.	69 31	B2X. 70/80
Petroboscan	Zulia	CVP Chevron Boscan B.V.	60 40	Boscán
Petrocabimas	Zulia	CVP SEPCA	60 40	Cabimas
Baripetrol	Zulia	CVP Tecpetrol de Venezuela S.A.	60 40	Colón
Petrowayu	Zulia	CVP Petróleo Brasileiro S.A.	60 40	La Concepción
Petroindependiente	Zulia	CVP Chevron Lago Maracaibo B.V.	74,8 25,2	LL-652
Petrowarao	Delta Amacuro y Zulia	CVP Perenco Venezuela Petróleo y Gas ETVE	60 40	Pedernales Ambrosio

Empresas mixtas de crudo convencional 2009

Empresas mixtas	Ubicación	Socios	Participación (porcentajes)	Correspondencia con los extintos convenios op.
Petrocumarebo	Falcón	CVP Vineeler Oil and Gas, C.A.	60 40	Falcón Este Falcón Oeste
Petroquiriquire	Monagas Zulia	CVP Refinería de petróleos de Escombreras OIL - YPF S.a.	60 40	Quiriquire Mene Grande
PetroSino-Venezolana (únicamente cambió el nombre de la empresa mixta, de Petrocaracol a Sino-venezolana)	Anzoátegui Zulia	CVP CNPC Venezuela B.V.	75 25	Caracaoles Intercampo norte
PetroZumano	Monagas Anzoátegui	CVP CNPC Venezuela B.V.	60 40	Zumano
Petrolera Indovenezolana	Anzoátegui Zulia	CVP ONGC Nile Ganga B.V.	60 40	San Cristóbal
Petrolera Bielo	Anzoátegui Zulia	CVP Estatat Unitaria "Unión de Empresas Productoras Belorusneft"	60 40	Guara Este Bloque X

Fuente: : Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009

**Nota: En el Informe de Gestión de PDVSA 2010 no se mencionan las empresas mixtas de crudo convencional por lo que se utilizó la información correspondiente a lo reportado en el año 2009**



## 2.- PROYECTOS DE CRUDO extrapesado (Faja del Orinoco)

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) está localizada en el sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Tiene un área geográfica de aproximadamente 55 mil kilómetros cuadrados, con un área de explotación de cerca de 12 mil kilómetros cuadrados.

La Faja tiene aproximadamente entre 914 millardos y 1,36 billones de barriles de petróleo en sitio, de los cuales, además de los 37 mil millones de barriles que se tenían oficializados en 2005. Actualmente Venezuela ocupa el primer lugar en reservas probadas del mundo. La FPO pertenece a la cuenca oriental y para el 2011 las reservas ascendieron a 258,939 mil millones de barriles, de los cuales corresponden a petróleo pesado 3,758 mil millones de barriles y a petróleo extrapesado 255,181 mil millones de barriles. Adicionalmente, de acuerdo con el Servicio de Geología de los Estados Unidos (USGS) las reservas de la FPO podrían calcularse desde 3,8 hasta 6,5 mil millones de barriles basado en un factor de recobro alternativo de hasta el 45%, es importante destacar que esta tasa de recuperación toma en cuenta avances tecnológicos que todavía no se han realizado.

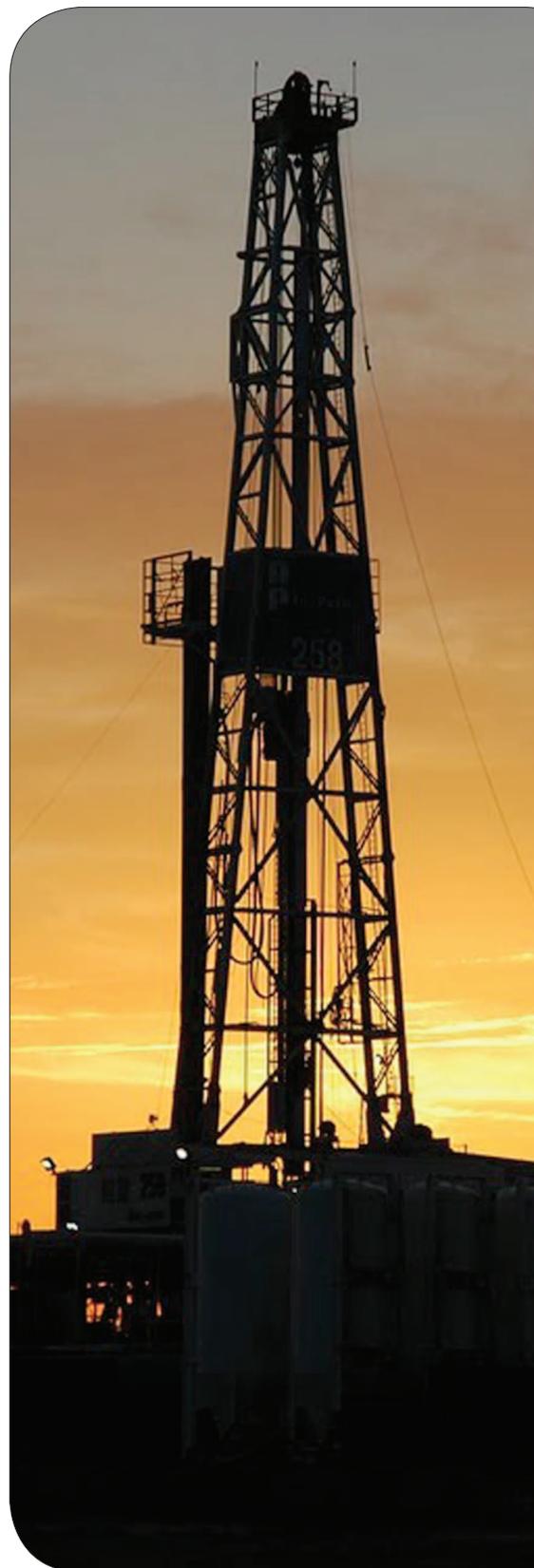
El crudo de la Faja es del tipo pesado y extrapesado con una gravedad promedio de 8,6 grados API, lo que dificulta su transporte y refinación e impone costos adicionales. No obstante, los avances de la tecnología de refinación han permitido transformarlo en crudos sintéticos de mejor calidad lo cual facilita su procesamiento en las refinerías.

La Faja también posee un volumen importante de gas original en sitio, lo que constituye una fuente potencial de abastecimiento para futuros proyectos de explotación que eventualmente necesitarán grandes cantidades de gas.

### Participación privada en la Faja del Orinoco

PDVSA y las empresas BP, Chevron, Conoco Phillips, ExxonMobil, Statoil y Total, iniciaron a finales de los años noventa la explotación de los crudos extrapesados con la constitución de las asociaciones estratégicas. Estos acuerdos representaron una inversión de unos 17 mil millones de dólares, la cual permitió alcanzar una producción promedio en 2006 de 560 mil barriles diarios. Las asociaciones estratégicas se concibieron con el objetivo de integrar verticalmente el negocio del petróleo extrapesado de la Faja, al incluir no sólo las actividades de extracción sino también plantas de mejoramiento para producir crudos sintéticos de mayor gravedad API, mejor cotizados en los mercados internacionales. De acuerdo con este esquema, la participación de PDVSA promediaba un cuarenta por ciento (40%) y la mayoría accionaria se encontraba en manos de sus socios privados.

A partir de 2007, las asociaciones estratégicas migraron al esquema de empresas mixtas, lo cual implicó la redefinición de los porcentajes de participación de cada socio -de manera que PDVSA tuviese al menos el sesenta por ciento (60%) de las acciones de cada empresa- así como la delimitación de las áreas destinadas a la operación-. El tamaño de las áreas de explotación fue reducido para estimular un factor de recobro de al menos veinte por ciento (20%).



Empresas mixtas de crudo extrapesado (Faja del Orinoco), 2009

Empresas mixtas	Participación accionaria (%)	Reservas (millones de barriles)	API crudo / API crudo sintético	Área de explotación (Km cuadrados)	Antecedentes (extintas asociaciones estratégicas)
Petro Cedeño Área: 399 km <sup>2</sup>	CVP: 60 Total: 30,3 Statoil: 9,7	3.555	8-8,5 / 30-32	399,25 (Anzoátegui)	Sincor PDVSA: 38% Total: 47% Statoil: 15% Área: 500 km <sup>2</sup>
Petro Piar Área: 463 km <sup>2</sup>	CVP: 70 Chevron: 30	1.069	8,7 / 25-27	463,07 (Anzoátegui)	Ameriven PDVSA: 30% Chevron: 30% Conoco Phillips: 40% Área: 650 km <sup>2</sup>
Petro Monagas Área: 185 km <sup>2</sup>	CVP: 83,3 BP: 16,7	3.410	8,5 / 16	185 (Anzoátegui)	Cerro Negro PDVSA: 41,6% Exxon Mobil: 41,67% BP: 16,67% Área: 300 km <sup>2</sup>

Fuente: : Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009 y 2011

**Nota: En el Informe de Gestión de PDVSA 2010 no se mencionan las empresas mixtas de crudo convencional por lo que se utilizó la información correspondiente a lo reportado en el año 2009**

## NUEVAS EMPRESAS mixtas de la FPO

De acuerdo con el Informe de Gestión Anual PDVSA 2010 en el año 2010 se crearon 7 nuevas empresas mixtas con la Finalidad de explotar el potencial de la FPO. Las características de estas nuevas empresas mixtas se resumen en la siguiente tabla:

Empresas mixtas	Participación accionaria (%)	Campos Asignados	Detalles del proyecto
PETROMIRANDA, S.A.	CVP: 60 Consortio Nacional Petrolero (Rusia): 40	Bloque: Junín 2 Ubicación: Anzoátegui Superficie: 447,85 Km <sup>2</sup>	Producción esperada: 450 MBD Construcción de Mejorador (200 MBD) Inversión esperada: 18.000 MMUSD
PETROMACAREO	CVP: 60 PetroVietnam (Vietnam): 40	Bloque: Junín 2 Ubicación: Guárico Superficie: 247 Km <sup>2</sup>	Producción esperada: 200 MBD Construcción de Mejorador (200 MBD)
PETROCARABOBO <sup>10</sup>	CVP: 60 Repsol (España): 11 PC Venezuela ( Malasia): 11 Petrolera Ganga (India): 11 Indoil Netherlands B.V (India):7	Bloques: Carabobo 1 Centro y Carabobo 1 Norte Ubicación: Independencia, Anzoátegui y Maturín, Monagas Superficie: 382,86 Km <sup>2</sup>	Producción esperada: 200-240 MBD Construcción de Mejorador (capacidad no definida)
PETROINDEPENDENCIA	CVP: 60 Chevron (EEUU): 34 Japan Carabobo Uk (Japón): 5	Bloques: Carabobo 5, Carabobo 2 Sur y Carabobo 3 Norte Ubicación: Independencia, Anzoátegui y Maturín, Monagas Superficie: 534 Km <sup>2</sup>	Producción esperada: 200-240 MBD Construcción de Mejorador
PETROURICA	CVP: 60 CNPC (China):40	Bloque: Junín 4 Ubicación: Guárico	Producción esperada: 400 MBD Construcción de Mejorador (200 MBD)
PETROJUNIN	CVP: 60 ENI (Italia):40	Bloque: Junín 5 Superficie: 424 Km <sup>2</sup>	Producción esperada: 240 MBD Inversión esperada: 8,300 MMUSD
EMPRESA MIXTA PETROLERA VENCUPET	CVP: 60 Cupet (Cuba): 40 Campos Maduros	Campos: Adas, Lido, Limón y Oficina Central Ubicación: Monagas y Anzoátegui Superficie: 794 Km <sup>2</sup>	Producción esperada: 8,6 MBD Producción Esperada Total (25 años): 34,75 MBD de crudo y 64,8 MMPC de gas Inversión esperada: 605 MMUSD
PETROBICENTENARIO	CVP: 60 ENI (Italia):40	Complejo Industrial de José Antonio Anzoátegui	Procesar en sinergia con el Mejorador de Petromonagas Producción esperada: 350 MBD Inversión esperada: 5.827 MMUSD

<sup>10</sup>Única empresa mixta en el cual el proceso fue con licitación abierta.

Fuente: : Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011

**Nota: Los nuevos desarrollos de la FPO contemplan la producción de 2.561 MBD de crudo extrapesado en el año 2021, y el desarrollo de seis mejoradores, con una capacidad de 200 MBD c/u y una inversión estimada en el área de producción de 46.379 millones de dólares hasta al año 2021.**

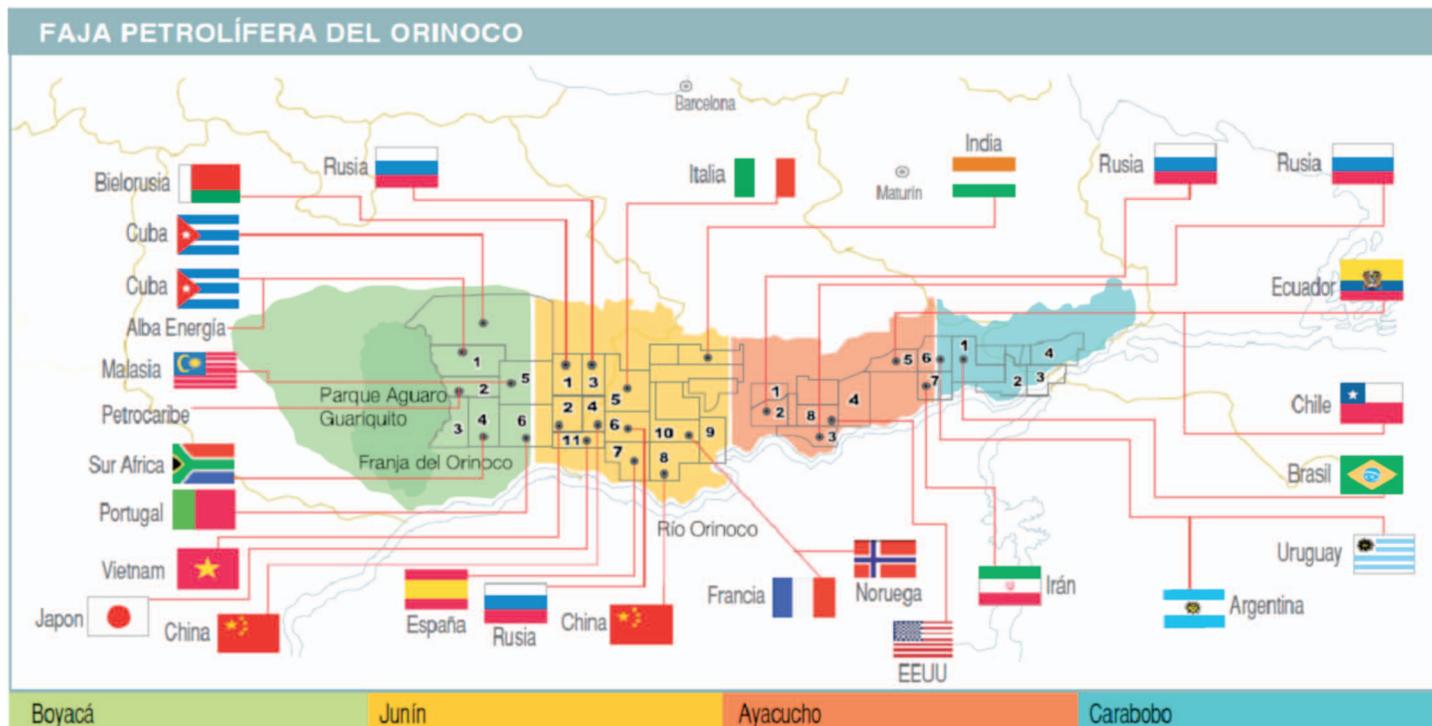
Proyectos **con terceros**

## Proyectos de certificación de las reservas

El Proyecto Orinoco Magna Reserva, forma parte del Plan Siembra Petrolera 2005-2030 y tiene por objeto cuantificar y certificar las reservas de hidrocarburos existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Para ello, la Faja del Orinoco se ha dividido en 30 bloques, jerarquizados de acuerdo con sus características técnicas y estratégicas en cuatro áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (excluye el área asignada a las empresas Petrocedeño, S.A, Petromonagas, S.A, Petrozuata, C.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.). De esos bloques, 22 serán cuantificados en un esfuerzo conjunto entre la CVP y 27 empresas extranjeras, principalmente estatales. Las empresas participantes son Lukoil y Gazprom (Rusia), China National Petroleum Corporation (CNPC) (China), Cupet (Cuba), Repsol YPF (España), ONGC (India), Petroecuador (Ecuador), ENAP (Chile), Petropars (Irán), Enarsa (Argentina), Ancap (Uruguay) y Petrobras (Brasil), entre otras. El resto de los bloques será cuantificado con esfuerzo propio de PDVSA.

De acuerdo con información oficial, para diciembre de 2011 se habían certificado 297 mil 571 millones de barriles de crudo.



Fuente: : Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011

Áreas asignadas para cuantificación de reservas en la Faja, 2011

ACUERDOS DE CERTIFICACIÓN		
Área	Bloque	Empresas
Carabobo	1	PETROBRAS (Brasil)
Junín	Norte	ONGC (India)
	1*	Belorusneft (Bielorusia)
	2*	Petrovietnam (Vietnam)
	3*	Lukoil (Rusia)
	4*	CNPC (China)
	5*	ENI (Italia)
	7	REPSOL (España)
	8	SINOPEC (China)
	9	StatoilHydro (Noruega)
	10	TOTAL (Francia)
	11	Jogmec, INPEX y Mitsubishi (Japón)
Boyacá	1	Cupet (Cuba)
	3	CNOOC (China)
	4	Petrosa (Sudáfrica)
	5	Petronás (Malasia)
	6	Galp Energía (Portugal)
Ayacucho	2	Tnk-Bp (Rusia)
	3	Gazprom (Rusia), ENAP (Chile)
	5*	Petroecuador (Ecuador)
	6	Enarsa (Argentina), ANCAP Uruguay
	7	Petropars (Irán)
8	Chevron	

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.

Plan de perforación del proyecto de certificación de reservas de la Faja, 2006-2011

PLAN DE PERFORACIÓN									
Área	Pozos Planificados	2011	2010	2009	2008	2007	2006	Pozos Perforados	Cumplimiento (%)
Carabobo	14	-	-	-	-	7	7	14	100
Ayacucho	60	-	4	9	16	15	1	45	75
Junin	77	-	5	11	21	25	3	65	84
Boyacá	38	3	-	5	13	1	-	22	58

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.

### 3.- PROYECTOS de exploración

A partir del 2007, la mayoría de los proyectos que estaban destinados a las actividades de exploración correspondientes a los antiguos convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, están operando bajo el nuevo esquema contractual de las empresas mixtas.

Empresas mixtas	Estructura accionaria (%)	Antecedentes (antiguos convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas)
Petro Sucre	CVP: 74 Eni Venezuela, B.V: 26	<p>Golfo de Paria Oeste (CoroCoro)</p> <p>ConocoPhillips: 32,5% PDVSA-CVP:35% Eni Venezuela: 26% OPIC: 6,5%</p> <p>Este proyecto alcanzó resultados positivos al declararse el área comercialmente apta para las actividades de explotación. En 2007, se calculó una producción de 26 mil barriles diarios en el primer trimestre de 2007 y se proyectó una producción de 70 mil barriles diarios a partir de 2008.</p>
Petro Paria	CVP: 60,00 Sinopec: 32 IneOil&Gas Inc.: 8	<p>Golfo de Paria Este (Posa)</p> <p>ConocoPhillips: 37,5% Eni: 30% Ineparia: 25% Opic: 7,5%</p> <p>Este proyecto registró importantes avances, pero no alcanzó a ser declarado como un área comercialmente apta para su explotación.</p>
Petro Güiria	CVP: 64,25 Eni Venezuela, B.V. 19,50 IneOil&Gas Inc.: 16,25	<p>Golfo de Paria Central</p> <p>Este proyecto sustituye al extinto convenio de exploración a riesgo Golfo de Paria Central, división del antiguo Golfo de Paria Este que está conformado por los bloques 6, 8, y 10, campos Delfín 1x y Punta Sur, ubicados al norte de Pedernales en la Península de Paria.</p>

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009.

#### 4.- PROYECTO INTEGRAL de exploración

Este proyecto tiene como objetivo el descubrimiento e incorporación de reservas de hidrocarburos por 6,232 MMB y de 28.814 MMPCD de gas. El saldo al 31 de diciembre del año 2011 de las obras en progreso se ubicó en 489 millones de dólares.

Está conformado por los siguientes subproyectos:

Nombre del proyecto	Reservas de Petróleo Estimadas (MBD)	Reservas de Gas Estimadas (MMPCD)	Pozos Exploratorios Previstos	Inversión Estimada (MMUSD)	Periodo
PIEX Fachada-Caribe	1.798	15.349	49	1.343	2008-2021
PIEX Anzoategui Monagas Central Pantano	1.136	3.379	22	465	2007-2021
PIEX Norte Monagas Serranía	1.242	4.938	20	558	2007-2021
PIEX Trend Anaco Guárico	195	1.286	7	308	2009-2019
PIEX Zulia Oriental Falcón	1.075	1.380	20	653	2007-2021
PIEX Centro Sur Sur	376	347	12	264	2007-2020
PIEX Centro Sur Norte	410	2.135	25	478	2007-2018
<b>TOTAL</b>	<b>6232</b>	<b>28814</b>	<b>155</b>	<b>4069</b>	

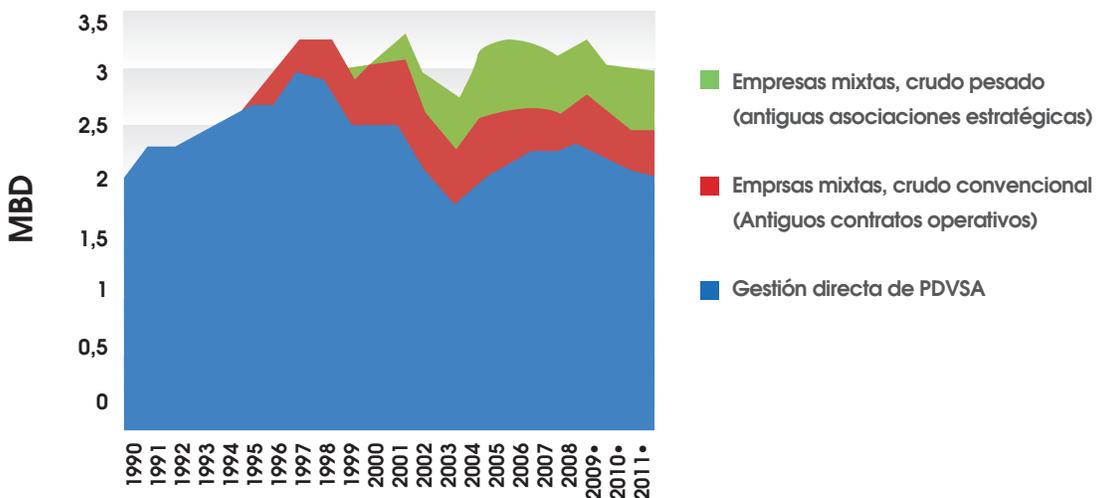
Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011.

#### Producción por tipo de esquema

Según el Informe Operacional y Financiero 2011 de PDVSA, la producción total fiscalizada de Venezuela fue de 2,991 millones de barriles diarios, de los cuales 2,080 millones de barriles diarios correspondieron a los resultados de los proyectos de gestión propia en las diferentes áreas petroleras del país (883 mil barriles diarios en oriente, 575 mil barriles diarios en occidente, 55 mil barriles diarios en centro sur, 536 mil barriles diarios en la Faja y 31 mil barriles diarios en PDVSA Gas). El resto de la producción atribuible a PDVSA correspondió a proyectos en los cuales participa la petrolera estatal conjuntamente con terceros. Esto es: 405 mil barriles diarios de crudo convencional de las empresas mixtas y 506 mil barriles diarios de las empresas mixtas de crudo extrapesado.

De acuerdo con la trayectoria que muestran las cifras oficiales, la producción de los proyectos directamente operados por PDVSA (gestión propia) alcanzó su máximo histórico en 1997, al situarse en 2,92 millones de barriles diarios. Sin embargo, a partir de 1992 y hasta 2005 la producción por gestión directa de PDVSA como porcentaje de la producción total tendió a disminuir y se observó un incremento progresivo de la producción de las empresas privadas en los antiguos convenios operativos y las asociaciones estratégicas. Esta tendencia se revierte a partir de 2006 con los cambios contractuales a favor de una mayor o total participación de PDVSA, no obstante, a partir de 2008 se observa nuevamente una disminución en la producción por esfuerzo propio de PDVSA como porcentaje de la producción total.

Producción por tipo de contrato en Venezuela, 1990-2011  
(Millones de barriles diarios)



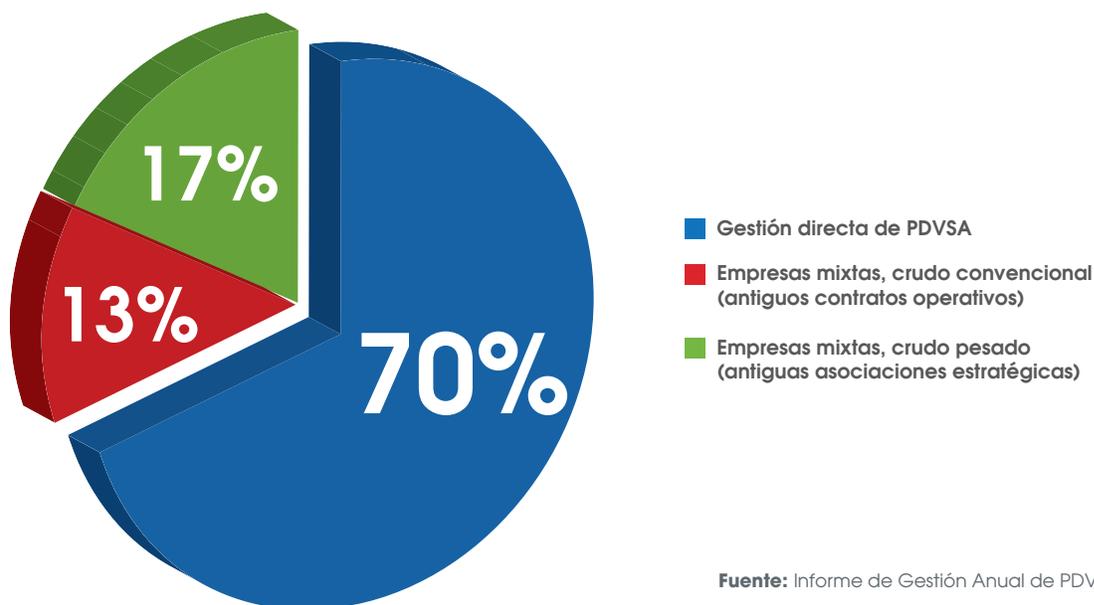
Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009, 2010 y 2011, y Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE 2008).

Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.

Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.

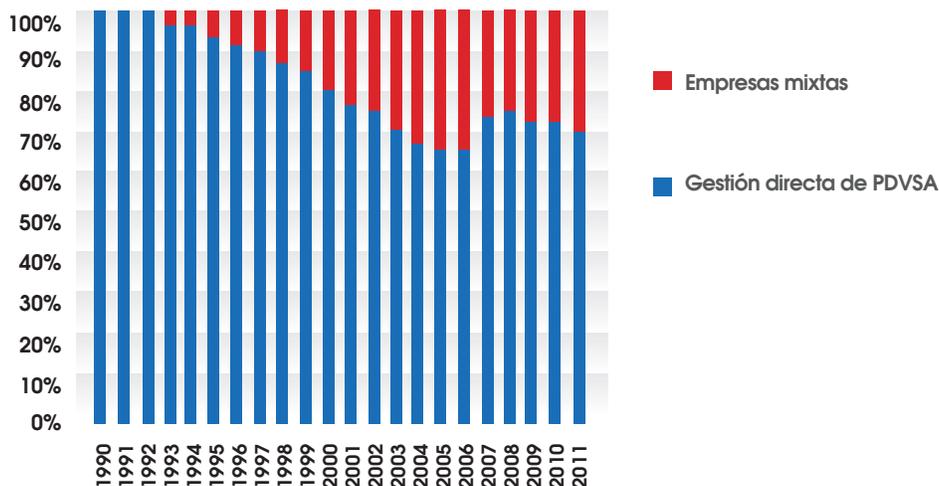
Nota 3: la producción no incluye líquidos del gas natural (LGN).

Producción por tipo de contrato en Venezuela, 2011  
(Porcentaje de la producción total)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011

Producción de proyectos gestionados únicamente por PDVSA y de proyectos gestionados conjuntamente por PDVSA y otras empresas, 1990-2011  
**(Porcentajes de la producción total)**



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011 y Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE 2008)

Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.

Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.

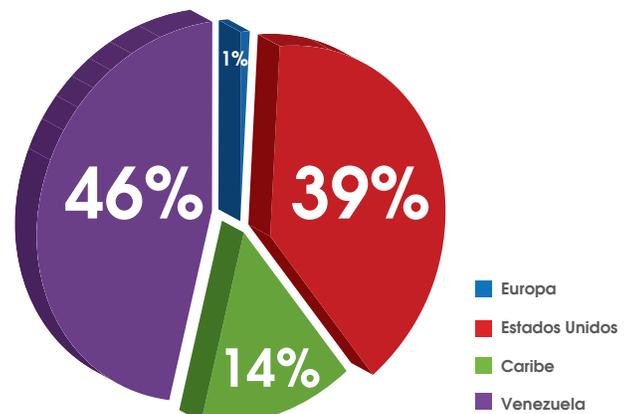
Nota 3: la producción no incluye líquidos del gas natural (LGN).

Venezuela sostiene sus actividades de refinación tanto en el territorio nacional como fuera del país. La capacidad mundial (nacional y extraterritorial) de refinación de Venezuela registrada fue de 2,822 millones de barriles diarios al cierre de 2011.

De esta cifra, las refinerías ubicadas en el país tienen capacidad para procesar 1,3 millones de barriles diarios, de los cuales 955 mil barriles diarios corresponden al Centro de Refinación de Paraguaná CRP (Refinerías Amuay y Cardón, estado Falcón), 187 mil barriles diarios en la refinería de Puerto La Cruz (estado Anzoátegui), 140 mil barriles diarios en la refinería El Palito, 16 mil barriles diarios en la refinería Bajo Grande (estado Zulia) y 5 mil barriles diarios en la refinería San Roque (estado Anzoátegui).

El resto de la capacidad corresponde a las refinerías localizadas en el Caribe, Europa y Estados Unidos, las cuales tienen una capacidad de 469 mil barriles diarios, 67 y 1,428 millones de barriles diarios, respectivamente. La participación neta de PDVSA en cada una es de 401 mil barriles diarios en el Caribe, 29 mil barriles diarios en Europa y 1,089 millones de barriles diarios en las refinerías ubicadas en Estados Unidos.

Capacidad mundial de refinación de PDVSA (participación por región), 2011



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.

## Refinerías de PDVSA en el mundo, 2011

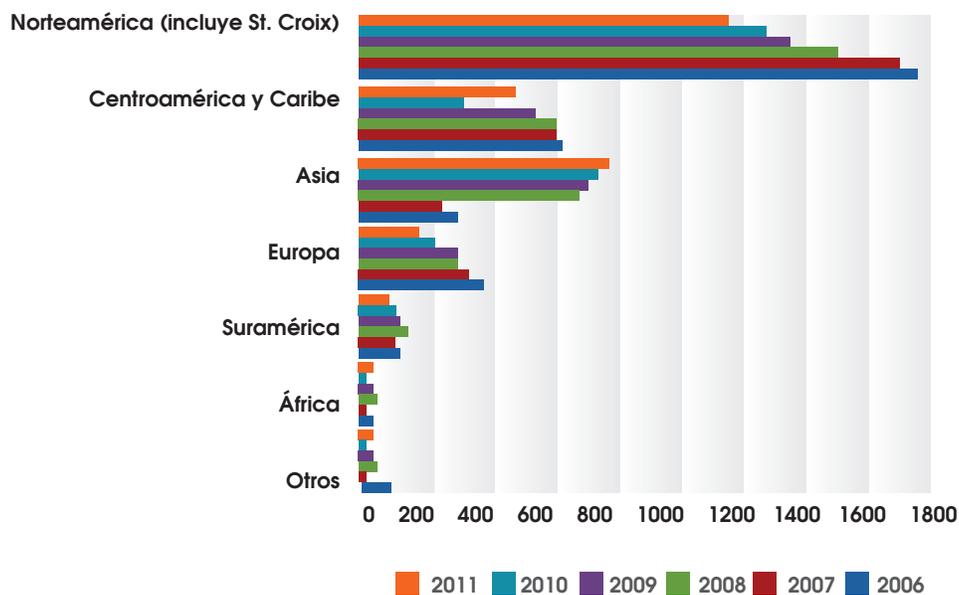
Refinería	Ubicación	Empresa	Capacidad de refinación (MBD)	Capacidad de refinación correspondiente a PDVSA (MBD)	Participación
Lakes Charles	Estados Unidos	CITGO	425	425	100%
Corpus Christi	Estados Unidos	CITGO	157	157	100%
Lemont	Estados Unidos	CITGO	167	167	100%
Chalmette	Estados Unidos	Chalmette Refining	184	92	50%
Saint Croix	Estados Unidos	Hovensa	495	248	50%
Camilo Cienfuegos	Cuba	CUVENPETROL	65	32	49%
Jamaica	Jamaica	Petrojam	35	17	49%
Isla	Curazao	PDVSA	335	335	100%
Haina	Rep. Dominicana	Refidomsa PDVSA	34	17	49%
Dundee	Escocia	Nynas	9	4	50%
Eastham	Inglaterra	Nynas	18	5	25%
Nynashamn	Suecia	Nynas	29	15	50%
Gothemburg	Suecia	Nynas	11	5	50%

Fuente: Informe Operacional y Financiero PDVSA 2011



De acuerdo con cifras oficiales, las exportaciones de crudo y productos refinados de Venezuela alcanzaron 2,469 millones de barriles diarios en 2011, que incluyen 1,917 millones de barriles diarios correspondientes a crudos y 552 mil barriles diarios de productos refinados y líquidos del gas natural. Del total exportado, 1,166 millones de barriles diarios estuvieron destinados a la región norteamericana; 414 mil barriles diarios estuvieron dirigidos a Centroamérica y el Caribe; 644 mil barriles diarios a Asia; 140 mil barriles diarios a Europa y 83 mil barriles comercializados en Suramérica.

Exportaciones de Venezuela de petróleo y productos refinados por región de destino  
(Miles de barriles diarios y como porcentajes de la exportación total)



Fuente: Informe Operacional Financiero de PDVSA del año 2007, Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2009, Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2010 e Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.

Exportaciones por tipo de producto, 2004-2011  
 (Miles de barriles diarios)

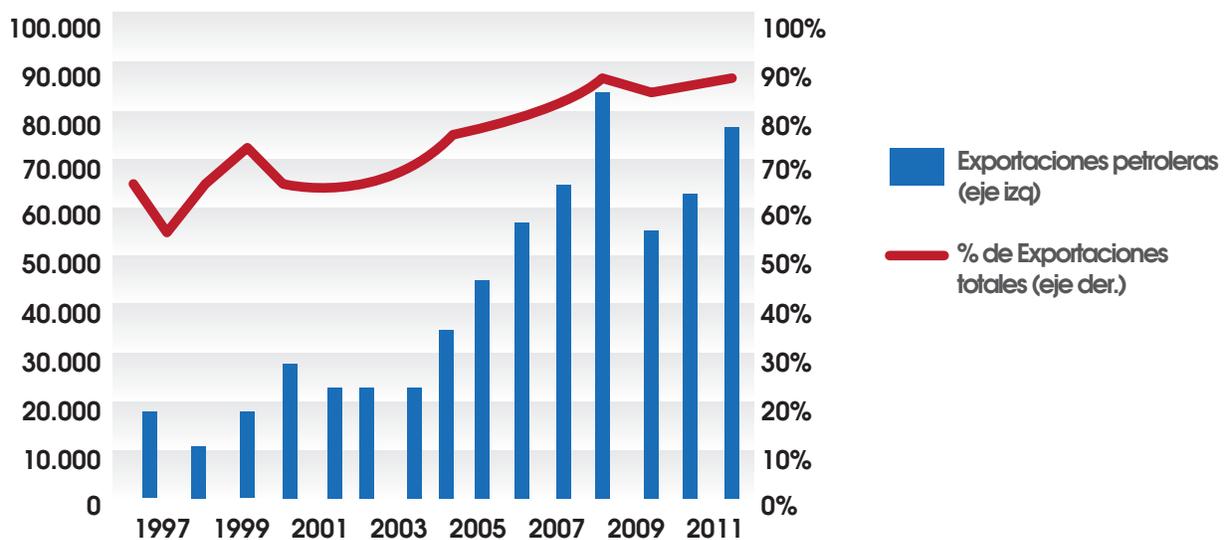
Refinería	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Gasolinas y naftas	46	49	48	69	80	95	87	103
Destilados	64	63	108	104	133	140	162	178
Combustible residual fuel oil	268	215	297	227	160	174	189	185
Asfalto	1	0,3	1	0	10	16	20	20
Kerosen /Turbocombustibles /Jet	66	59	59	64	59	58	60	68
Otros	33	43	33	61	74	82	60	57

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2011.



En 2011, las exportaciones petroleras representaron el noventa y cuatro por ciento (94%) del total del valor de las exportaciones de Venezuela. El total de las exportaciones petroleras fue mayor que en 2010 al aumentar en cuarenta y un por ciento (41%). Las exportaciones petroleras se tradujeron en un aporte a la nación de 54 millones 627 mil bolívares (tributario y no tributario), aumentando aproximadamente un cincuenta y ocho por ciento (58%) con respecto al año anterior.

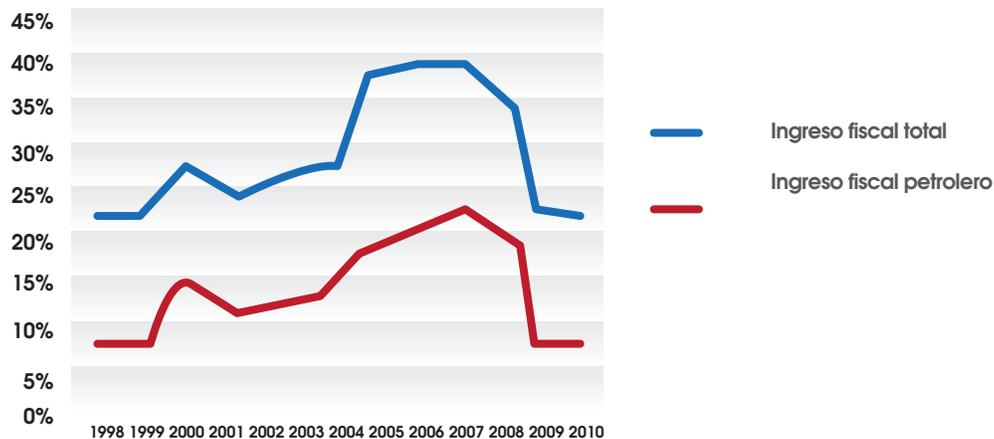
Exportaciones petroleras de Venezuela, 1997-2011  
 (En Millones de dólares y como porcentaje de las exportaciones totales)



Fuente: Banco Central de Venezuela (BCV)

Ingreso fiscal e ingreso fiscal petrolero, 1998-2010  
(Porcentaje del PIB)

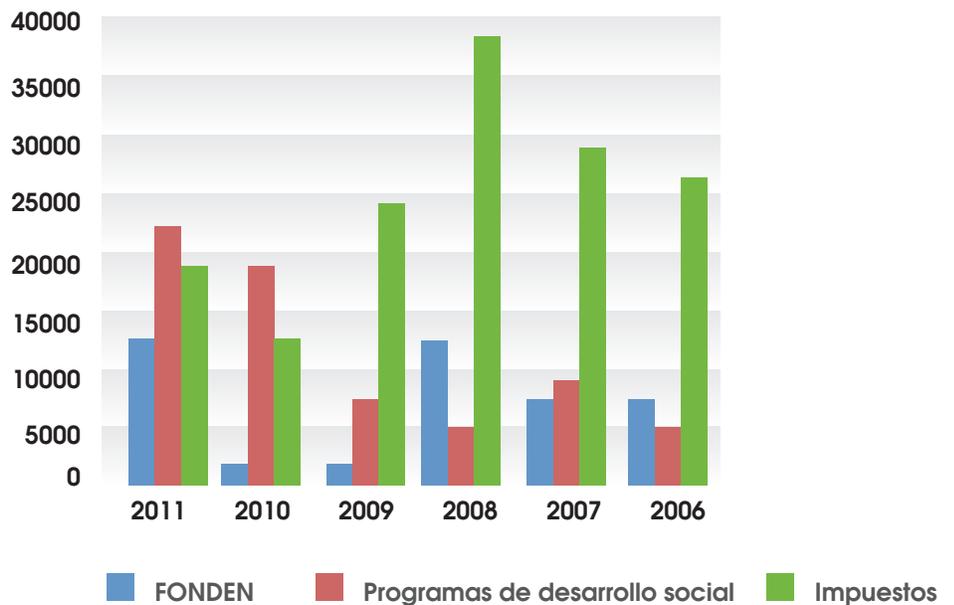
En cuanto al gasto social de PDVSA y aportes al FONDEN según cifras oficiales éste fue incrementándose a lo largo del período 2004-2008, sin embargo, disminuyó en un 76% en el 2009, para alcanzar su máximo histórico en 2010, superando los 20 mil millones de dólares. Por otra parte, su porcentaje como proporción del PIB, luego de pasar de 1,12% en 2004 a 7,52% en 2006, y 1,08% del PIB total en 2009, alcanzó su máximo histórico al situarse en 8,57% del PIB en 2010.



Fuente: :Resultado Financiero Anual 1998-2008, Ministerio de Finanzas, \*Fuente BCV Informe Económico 2010.

Nota: el ingreso fiscal petrolero incluye los aportes tributarios y no tributarios. Los aportes tributarios están compuestos por regalías y dividendos.

Aportes a la nación por tipo



Fuente: :Informe sobre la gestión y resultados de PDVSA 2011.

<sup>11</sup> Según el último Informe Operacional y Financiero de PDVSA sólo hubo aportes al Fonden en los años 2007, 2008, 2010 y 2011.

Petróleos de Venezuela, S.A. es el conglomerado estatal encargado de la explotación, la producción, la manufactura, el transporte y el mercadeo de los hidrocarburos en Venezuela. PDVSA posee empresas filiales que desempeñan distintas funciones dentro de la misión global de la compañía:

- ▶ **PDVSA Petróleo, S.A.:** tiene como objetivo la realización de actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra actividad en materia de petróleo y demás hidrocarburos.
- ▶ **Corporación Venezolana de Petróleo (CVP):** administra y dirige los negocios con participación de terceros (particularmente las empresas mixtas), maximizando el valor de los hidrocarburos para el Estado venezolano.
- ▶ **PDVSA Gas, S.A.:** se encarga de todo el proceso de producción del gas natural y líquido, tanto industrial como doméstico, así como de su transporte y comercialización.
- ▶ **PDVSA Gas Comunal, S.A.,** encargada del transporte y distribución de gas metano y gas licuado a nivel doméstico en las comunidades.
- ▶ **PDV Marina, S.A.:** transporta y distribuye por vía marítima los hidrocarburos y sus derivados de PDVSA.
- ▶ **PDVSA Asfalto, S.A.:** Anteriormente Palmaven, creada en el 2010. Se encarga de la realización del asfaltado de las instalaciones de PDVSA y de las comunidades aledañas.
- ▶ **Palmaven:** promueve y participa en el desarrollo social de las comunidades.
- ▶ **Refinería Isla, S.A.:** inicialmente se constituyó como Vistaven, C.A. en el año 1975 tiene bajo arrendamiento la refinería en Curazao y es el accionista de Refinería Isla, B.V. operadora del contrato de arrendamiento.
- ▶ **Deltaven:** mercadea los productos y servicios asociados a la marca PDV.
- ▶ **Bariven:** se encarga de la compra de materiales y equipos necesarios para las operaciones de PDVSA, así como de la contratación de servicios asociados. Además, administra y gestiona los inventarios de estos materiales, y las ventas de materiales y equipos no utilizados.
- ▶ **PDVSA América S.A.:** realiza en el exterior las actividades relacionadas a la producción y comercialización de hidrocarburos, ya sea por cuenta propia o en asociación con terceros.
- ▶ **Intevep:** se dedica a la investigación científica básica y aplicada en el área de hidrocarburos, brindando además apoyo técnico.
- ▶ **Comerchamp S.A.:** realiza actividades de comercialización de productos y derivados en el exterior.
- ▶ **PDVSA Agrícola, S.A.:** se creó en 2007 para realizar en Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o de terceros o asociada con terceros, las actividades de producción de materia prima de origen agrícola, procurando el desarrollo del sector agrícola con participación de las comunidades rurales. Además, debe orientarse a garantizar la seguridad alimentaria, mejorar la calidad de vida y promover la creación de Empresas de Producción Social (EPS) que apoyen a la nueva industria nacional.
- ▶ **PDVSA Industrial, S.A.:** constituida en 2007 para realizar actividades de producción de servicios y acompañamiento técnico en la construcción de equipos, bienes y materiales industriales requeridos para el desarrollo de la industria petrolera, eléctrica, hogar y otros.
- ▶ **PDVSA Servicios S.A.:** creada en 2007 para brindar en Venezuela o en el exterior servicios de construcción y mantenimiento de pozos petroleros. La sociedad podrá proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario.
- ▶ **PDVSA Ingeniera y Construcción, S.A.:** encargada de la implementación de planes de ingeniería en Venezuela y en el exterior. A su cargo queda la procura, instalación, arranque y gerencia de refinerías, plantas de petróleo y de gas, oleoductos y otros proyectos de envergadura.

PDVSA: informe de gestión 2011 y planes

- ▶ PDVSA Naval, S.A: creada para desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas, así como puertos y otra infraestructura relativa a la infraestructura naval.
- ▶ PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A: desarrolla y ejecuta obras de infraestructura social no industrial y programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional.

Las ventas durante el 2011 aumentaron de 94.929 millones de dólares en 2010 a 124.754 millones en el 2011, reflejando un aumento del treinta y un por ciento 31%. El total de aportes pagados a la nación por parte de PDVSA aumentaron de 34.446 millones de dólares en 2010 a 54.627 millones en 2011. En el caso de las regalías y otros impuestos existió un aumento del veinte y siete por ciento (27%) de 13.904 millones de dólares en 2010 a 17.671 millones en el 2011. Por otra parte, el impuesto sobre la renta reflejó una disminución de cuarenta y siete (47%) en este mismo periodo. Los gastos para el desarrollo social aumentaron de 7.018 millones en el 2010 a 30.079 millones en 2011.

PDVSA: información financiera  
(Millones de dólares)

	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2004
Ventas	82.915	99.252	96.242	125.499	73.819	94.929	124.754
Ganancia Venta de refinería	—	1.432	—	998	—	—	—
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	1.074	1.120	732	-153	139	184	278
Compras de petróleo crudo y productos	32.001	38.778	28.137	44.600	25.392	34.017	39.783
Costos de operación**	14.152	14.879	15.112	16.581	15.482	12.039	14.718
Gastos ***	5.487	5.824	6.720	10.192	10.736	9.766	10.690
Gastos financieros, neto	n/d	n/d	n/d	-655	-1274	-558	n/d
Intereses minoritarios	14	458	902	1.962	1.474	n/d	n/d
Regalías y otros impuestos	13.318	18.435	21.981	23.371	12.884	13.904	17.671
Gastos de desarrollo social	6.909	13.784	14.102	14.733	3.514	7.018	30.079
Impuesto sobre la renta	5.793	4.031	5.017	4.280	3.310	3.849	2.007
Ganancia de operación descontinuada, neto de impuesto	154	20	101	57	-234	n/d	1.353
Perdida de operaciones descontinuas, neto de impuesto	n/d	n/d	n/d	-655	-1274	-558	n/d
Ganancia neta	4.335	3.212	4.809	9.413	4.498	3.164	4.496

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011

Fuente\*: Información Financiera y Operacional de PDVSA y sus filiales, al 31/12/2007.

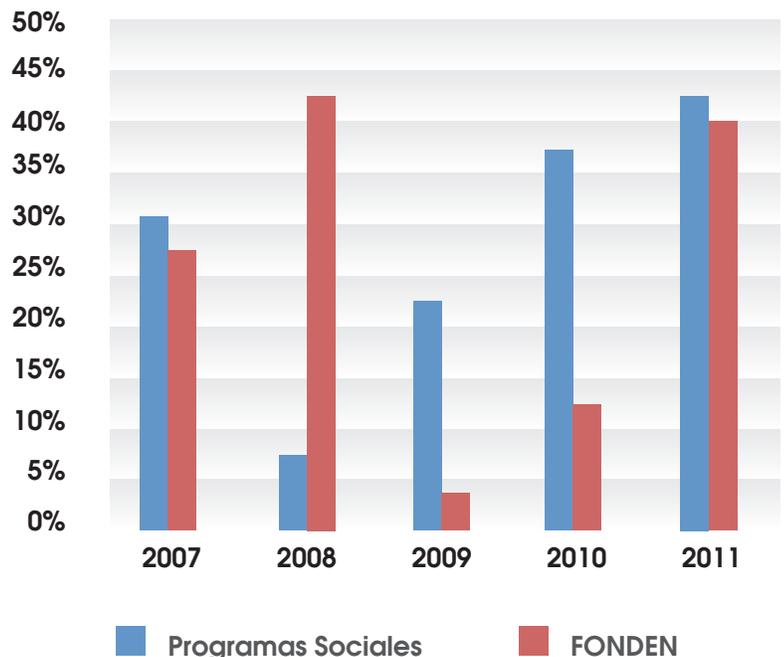
\*\* : Incluye gastos de exploración.

\*\*\* : Depreciación y amortización, menos deterioro de activos, más gastos de administración, más gastos de financiamiento más otros egresos.

\*\*\*\* : En la sección de Desarrollo Social contenida en el Informe de Gestión de PDVSA 2010 indica que el total de aportes a misiones y programas sociales fue de 20.549 millones de dólares

<sup>12</sup> El total de aportes a la nación incluye ISLR, regalías, impuesto de extracción, de registro de exportación y superficial, dividendos, Fonden y programas de desarrollo social.

Importancia de las contribuciones sociales de PDVSA 2007-2011  
(Como porcentaje (%) de ganancias antes de impuesto y contribuciones)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011.

El plan de inversiones: **Siembra Petrolera**

PDVSA anunció en el año 2005 el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, que planteaba la utilización de los recursos petroleros para potenciar la capacidad de producción energética de Venezuela. Según el plan, la producción petrolera para finales de 2011 debió haber alcanzado aproximadamente 5832 MBD, lo cual es cuarenta y ocho por ciento (48%) por encima de la realizada.

En el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011, anticipando una importante recuperación de la economía mundial, una vez superada la incertidumbre actual, se anuncia un nuevo Plan Siembra petrolera 2012-2018. Los cuatro lineamientos principales de este plan son: Soberanía e Independencia Económica, Posicionamiento Geopolítico de la República en el ámbito internacional y Estrategia empresarial para el sector de hidrocarburos. Como resultado, PDVSA ha replanteado algunos objetivos y metas del Plan original, los cuales se resumen en el Informe de PDVSA de la manera siguiente:

**Objetivos estratégicos**

- ▶ Las metas volumétricas reflejarán los esfuerzos asociados al desarrollo acelerado de la FPO, dada la declinación de la producción de las Áreas Tradicionales del Occidente, Centro – Sur y Oriente del país. Sin embargo, en estas áreas tradicionales se orientarán los esfuerzos al mantenimiento de la producción buscando alcanzar el mayor porcentaje de éxito volumétrico.
- ▶ Desarrollo del Gas Costa Afuera para satisfacer el mercado interno.
- ▶ Impulso al desarrollo socialista integral del país y el equilibrio territorial.
- ▶ Absoluta soberanía sobre el recurso petrolero y gasífero.

PDVSA: informe de gestión 2011 y planes

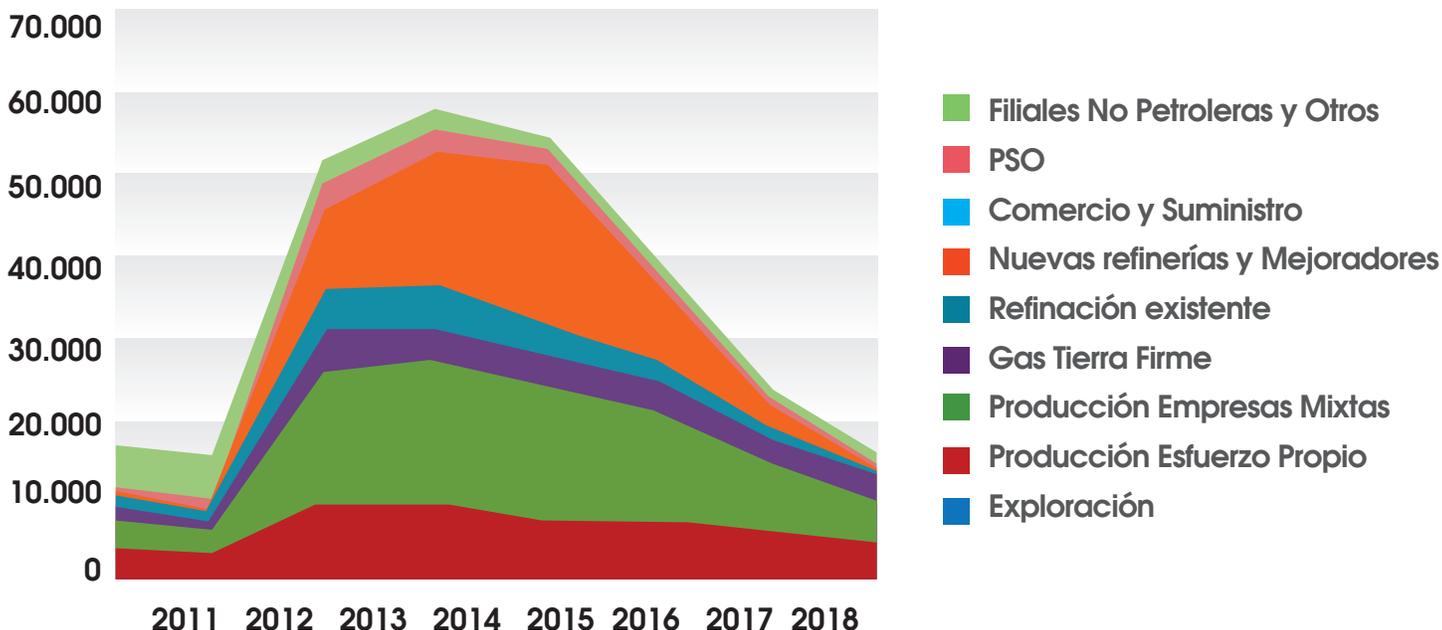
Metas para el Año 2018

- ▶ Incrementar la capacidad de producción de petróleo hasta 5.819 MBD, de los cuales 2.616 MBD corresponderán a gestión directa; 704 MBD a empresas mixtas de crudo liviano-mediano; 664 MBD a empresas mixtas de la FPO y 1.835 MBD a nuevas empresas mixtas en la FPO.
- ▶ Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 4,1 MMBD.
- ▶ Exportar un volumen de petróleo y productos de 4,8 MMBD.
- ▶ Aumentar la producción de gas natural a 11.839 MMPCD.
- ▶ Incrementar la producción de LGN a 296 MBD.

Montos y esquema de inversión

PDVSA calcula que la ejecución del Plan requerirá una inversión de aproximadamente 266 mil millones de dólares en el período 2012-2018. De ese monto, PDVSA estima proveer cerca del setenta y ocho por ciento (78%), dieciocho por ciento (18%) por medio de inversiones con terceros y cuatro por ciento (4%) en inversiones asociadas al Proyecto Socialista Orinoco. Del total de las inversiones veinte por ciento (20%) a Exploración y Producción, treinta por ciento (30%) serán invertidos en Refinación, Comercio y Suministro, treinta por ciento (30%) en Producción de Empresas Mixtas, diez por ciento (10%) en desarrollo en Gas, cuatro por ciento (4%) en el Proyecto Socialista del Orinoco y el seis por ciento (6%) restante en Filiales No Petroleras y Otros.

Desembolsos Proyectados por Inversiones (MM USD) 2011-2018



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011.

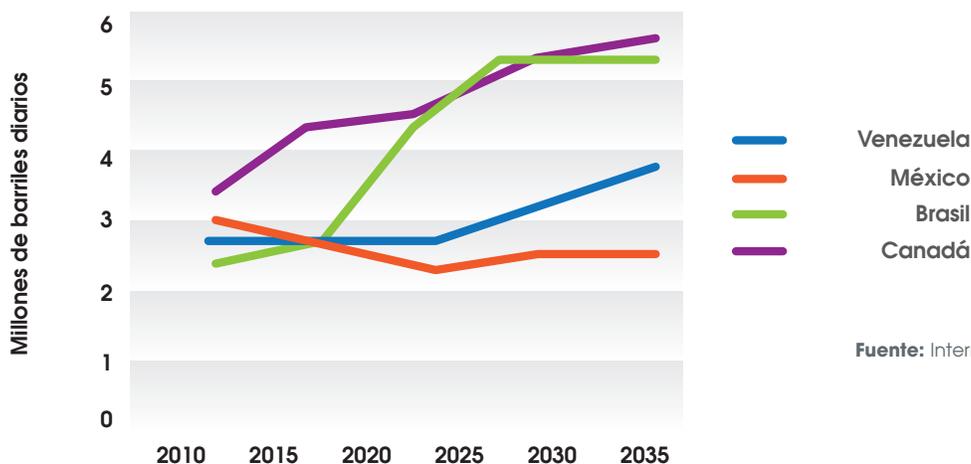
Nota 1: Los desembolsos por inversiones no aparecen en el detalle del Plan de Inversiones, sin embargo, los proyectos sí son mencionados a lo largo del Informe.

Nota 2: El Proyecto Socialista del Orinoco (PSO) consiste en el desarrollo de proyectos orientados a cubrir necesidades básicas relacionadas con las líneas estratégicas de educación, salud e infraestructura de servicios en la región.

Proyecciones 2010-2035

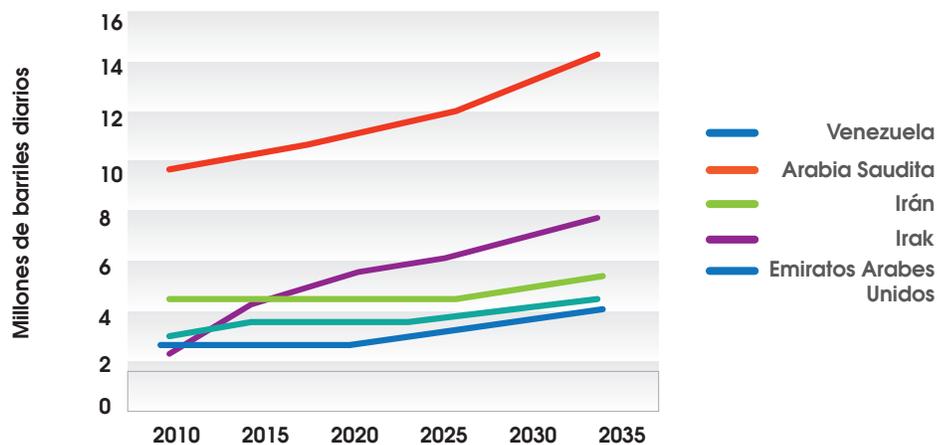
A continuación se presenta un conjunto de proyecciones estimadas por la Agencia Internacional de Energía para el período 2010 – 2035 y el escenario de New Policies.

La Agencia Internacional de Energía estima que Venezuela aumentará su producción de forma relevante a partir del período 2020 – 2025. A continuación la comparación gráfica entre los prospectos de producción de Venezuela respecto a la región y algunos miembros de la OPEP.



Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2011, New Policies Scenario y Cálculos Propios.

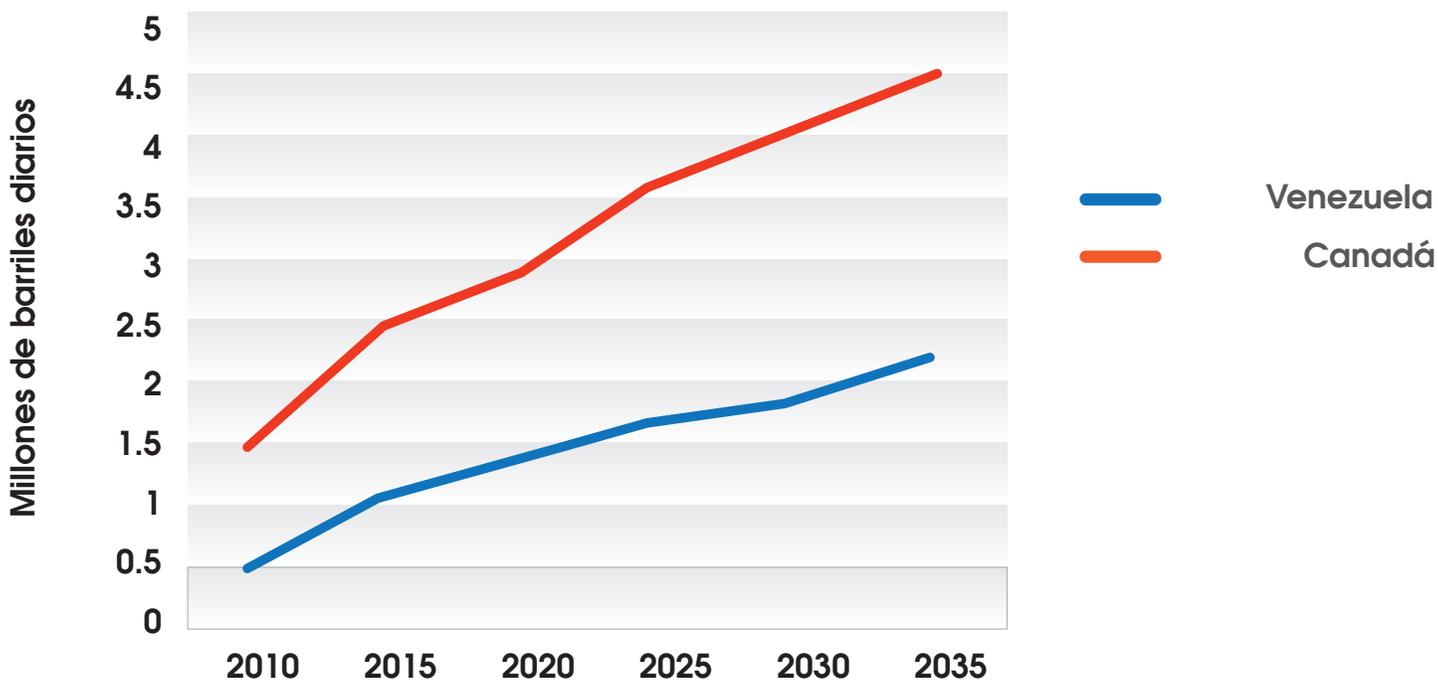
Para el período 2015 la producción de Brasil, Venezuela y México serán similares, distanciándose en adelante, con una producción mucho más elevada del primero y una tendencia declinante para el tercero. A partir de 2025 la producción brasilera se estancará, obedeciendo quizás a la llegada al pico de Hubbard.



Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2011, New Policies Scenario y Cálculos Propios.

El comportamiento de Venezuela será similar al de otros productores de la OPEP, con la salvedad notoria de Irak, cuya tasa de crecimiento anual de la producción será de 4,77%. Para cumplir con estas proyecciones, Venezuela deberá tener un crecimiento anual de su producción equivalente a 1,48%, similar a la tasa compuesta anual lograda en el período 1985-2010.

Producción Proyectada Crudos No convencionales



Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2011, New Policies Scenario y Cálculos Propios.

La tasa de crecimiento anual de la producción de crudo no-convencional para Venezuela será muy superior a la tasa de crecimiento total de la producción de crudo, alcanzando un equivalente a seis por ciento (6%) anual de incremento. Esta tendencia surtirá un efecto tal que, para 2035, aproximadamente el cincuenta por ciento (50%) de la producción venezolana será de este tipo de crudo.

## Los números **del gas en 2011**



- ▶ **Reservas de gas:** 195,234 billones de pies cúbicos, de los cuales 37,65 billones de pies cúbicos están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco y 35,82 billones de pies cúbicos están asociados a crudo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure.
- ▶ **Producción de gas:** 7.125 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 2.958 son reinyectados.
- ▶ **Tasa Reservas/Producción:** 75 años.
- ▶ **Precio promedio del gas en Venezuela 2011:** 0,88\$/MPC.
- ▶ **Proyectos de exploración y explotación costa afuera:** Proyecto Mariscal Sucre, Proyecto Rafael Urdaneta, Proyecto Plataforma Deltana, Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), Proyecto Golfo de Paria Oeste y Punta Pescador y Proyecto Blanquilla-Tortuga.
- ▶ **Proyectos:** Proyecto Gas Anaco (Anzoátegui), Proyecto Gas San Tomé (Anzoátegui), Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose (Anzoátegui), Soto I (Anzoátegui), IV Tren de San Joaquín (Anzoátegui), Piritall I (Monagas), Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO), Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS) (Sucre, Nueva Esparta, y norte de los estados Anzoátegui y Monagas), Proyecto Autogas, Gasificación Nacional.

## Cronología del marco normativo



La legislación actual separa los regímenes de hidrocarburos líquidos y de gas no asociado, permitiendo en el sector de gas no asociado, a diferencia del sector de hidrocarburos líquidos, la realización de actividades de exploración, explotación, recolección, procesamiento, industrialización y comercialización de los hidrocarburos gaseosos por entes privados con o sin la participación del Estado. El sector es regulado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, a través de un régimen de licencias y permisos.

### Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, CRBV (1999)

- ▶ El Estado venezolano se reserva la propiedad sobre los hidrocarburos, establece que cualquiera sea la naturaleza de los yacimientos mineros y de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República y son bienes del dominio público; por tanto, son inalienables e imprescriptibles (*Artículo 12*).
- ▶ El régimen y administración de hidrocarburos es competencia del Poder Público Nacional (*Artículo 156, Numeral 16*). Así como el transporte y distribución de gas son considerados servicios públicos a cargo del poder Ejecutivo Nacional (*Artículo 156, Numeral 29*).

### **Ley Orgánica** de Hidrocarburos Gaseosos, LOHG<sup>13</sup> (1999)

- ▶ Rige la exploración y explotación del gas no asociado a la producción de petróleo u otros fósiles, así como la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas asociado como del no asociado.
- ▶ Es ratificada la “reserva legal” de la actividad y la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos gaseosos (*Artículo 1*).
- ▶ Las actividades de exploración, en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos; así como la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles; el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases, se rigen por la presente Ley y pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras; con o sin la participación del Estado (*Artículo 2*).
- ▶ Constituyen un servicio público las actividades relacionadas directa o indirectamente con el transporte y distribución de gases de hidrocarburos destinados al consumo colectivo (*Artículo 5*).
- ▶ El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería queda facultado para determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos desde los centros de producción y procesamiento, atendiendo principios de equidad. Las tarifas serán fijadas por los Ministerios del Poder Popular de Petróleo y Minería, y de Producción y Comercio, quienes fijarán las tarifas que se aplicarán a los consumidores finales y a los servicios que se presten de conformidad con esta Ley. Las bases para el establecimiento de dichas tarifas serán elaboradas por el Ente Nacional del Gas (*Artículo 12*).
- ▶ Para realizar actividades (distintas a las de exploración y explotación) relacionadas con hidrocarburos gaseosos, asociados o no asociados, producidos por otras personas, se deberá obtener el permiso correspondiente del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, previa definición del proyecto o destino determinado de dichos hidrocarburos. Serán aplicadas las disposiciones en el Artículo 24 de esta Ley, salvo lo señalado en los numerales 3 y 4. Estos permisos requerirán autorización previa del Ministerio de Petróleo y Minería para su cesión y traspaso (*Artículo 27*).
- ▶ Las actividades de industrialización de los hidrocarburos gaseosos podrán ser realizadas directamente por el Estado, por entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado (*Artículo 30*).
- ▶ Se crea un Ente Nacional del Gas, con autonomía funcional, adscrito al Ministerio de Petróleo y Minería, para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución y para coadyuvar en la coordinación y salvaguarda de dichas actividades (*Artículo 36*).

### **Condiciones para la obtención de licencias** de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados (LOHG, Artículo 24) (1999)

- ▶ Esta licencia es otorgada por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Las personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, que deseen realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, de acuerdo a las siguientes condiciones:
- ▶ Descripción del proyecto, con indicación del destino de dichos hidrocarburos.
- ▶ Duración máxima de treinta y cinco (35) años, prorrogable por un lapso a ser acordado entre las partes, no mayor de treinta (30) años.
- ▶ Plazo máximo de cinco (5) años para la realización de la exploración y cumplimiento de los programas respectivos, con sujeción a las demás condiciones que indique el Reglamento.
- ▶ Indicación de la extensión, forma, ubicación y delimitación técnica del área objeto de la licencia y cualquier otro requisito, que para la mejor determinación de dicha área, señale el Reglamento.
- ▶ Indicación de las contraprestaciones especiales que se estipulen a favor de la República.
- ▶ En el momento de terminación por cualquier circunstancia, los activos y servicios serán entregados al Estado, de acuerdo a condiciones establecidas en el contrato o siguiendo este artículo, en donde se expone que la regresión es total, libre de gravámenes y sin indemnización alguna.
- ▶ En caso de controversia, las leyes aplicadas serán las venezolanas. Las controversias serán resueltas en Tribunales venezolanos.

### **Reglamento** de la Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos (2000)<sup>14</sup>

- ▶ Tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley relativas a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases así como los hidrocarburos líquidos y los componentes no hidrocarbonados contenidos en los hidrocarburos gaseosos y el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

Actores **principales**
**Ministerio del Poder Popular** de Petróleo y Minería (MPPPM)

► Organismo del Ejecutivo Nacional encargado de la regulación, formulación y seguimiento de políticas, planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos y energía en general. A este órgano compete además el estudio y análisis de los mercados con miras a la fijación de precios.

**Ente Nacional del Gas (ENAGAS)**

► Es un organismo adscrito al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería que promueve el desarrollo y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos y regula las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas.

**Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)**

► Empresa estatal que se encarga de la exploración, la producción, la manufactura, el transporte y el mercadeo de los hidrocarburos (incluyendo el gas asociado).

**PDVSA Gas**

► Empresa filial de PDVSA encargada de la comercialización del gas a escala nacional e internacional.

**PDVSA Gas Comunal**

► Empresa filial de PDVSA encargada de la distribución de gas doméstico a las comunidades, desde las plantas de llenado hasta los hogares.

**Empresas operadoras privadas**

► Chevron Texaco, Statoil, Total, Petrobras, Teikoku Oil, Gazprom, Petropars, Repsol YPF, Eni, Vinccler Oil & Gas, Energía de Portugal (EDP), Petronas, Inelectra, Otepi, Pluspetrol, GALP, Qatar Petroleum, Mitsubishi/Mitsui e Itochu.

<sup>14</sup> Publicada en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.471, del 5 de junio de 2000.

Marco **fiscal****Impuesto** sobre la Renta  
(Ley de Impuesto sobre la Renta)

- ▶ Las compañías anónimas y los contribuyentes asimilados a éstas, que realicen actividades distintas a las señaladas en el Artículo 11 pagarán impuesto por todos sus enriquecimientos netos, con base en la tarifa prevista en el artículo 52 y a los tipos de impuesto fijados en sus parágrafos (*Artículo 9*).
- ▶ Quedan excluidos del régimen previsto en el *Artículo 11 y 53* numeral b (tasa proporcional del cincuenta por ciento), las empresas que realicen actividades integradas o no, de exploración y explotación del gas no asociado, de procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes (*Artículo 11*).
- ▶ Tarifa del pago de impuestos en Unidades Tributarias (U. T.) (*Artículo 52*):  
Por la fracción comprendida hasta 2.000: quince por ciento (15%)  
Por la fracción que exceda de 2.000 hasta 3.000: veinte por ciento (22%)  
Por la fracción que exceda de 3.000: treinta y cuatro por ciento (34%)

**Regalía**  
(LOHG, Artículo 34)

- ▶ De los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectado, el Estado tiene derecho a una participación de veinte por ciento (20%) como regalía.
- ▶ Exigida por el Ejecutivo Nacional en dinero o especies, de no especificarlo, se asumirá que será recibida en dinero.
- ▶ En caso de ser recibida en especie, el Ejecutivo Nacional podrá utilizar para los efectos del transporte y almacenamiento, los servicios de la empresa explotadora, la cual deberá prestarlos hasta el lugar que le indique el Ejecutivo Nacional, quien pagará el precio que se convenga por tales servicios.

### Regalía (LOHG, Artículo 34)

► En caso de ser recibida en dinero, el explotador deberá pagar el precio de los volúmenes de hidrocarburos gaseosos correspondientes, calculado a valor de mercado en el campo de producción.

### Licencias de exploración y explotación otorgadas luego de la conversión de los convenios de servicios en marzo de 2007

- Inversión social: uno por ciento del valor del gas no asociado.
- Contraprestación especial para el Estado: diez por ciento del valor del gas no asociado.
- Renta superficial anual: una unidad tributaria por hectárea.

## Exploración y **Producción**

**Reservas.** Venezuela es el octavo país del mundo con mayores reservas de gas. Según el reporte anual BP Statistical Review of World Energy 2012, nuestro país tiene aproximadamente 195,2 billones de pies cúbicos de gas, que constituyen las segundas reservas más abundantes de América, después de Estados Unidos cuyas reservas, según el mismo informe, alcanzan alrededor de 299,8 billones de pies cúbicos. Es importante destacar que las cuantiosas reservas de gas de lutitas (shale gas en inglés) todavía no han sido incorporadas a estas cifras. Sin embargo, la EIA estima que las reservas de gas de lutitas en el mundo sobrepasan a las reservas mundiales de gas convencional.

Así mismo, basándose en las cifras de BP, Venezuela posee setenta y tres por ciento (73%) de las reservas de gas de Centro y Suramérica y tres por ciento (3%) de las reservas mundiales.

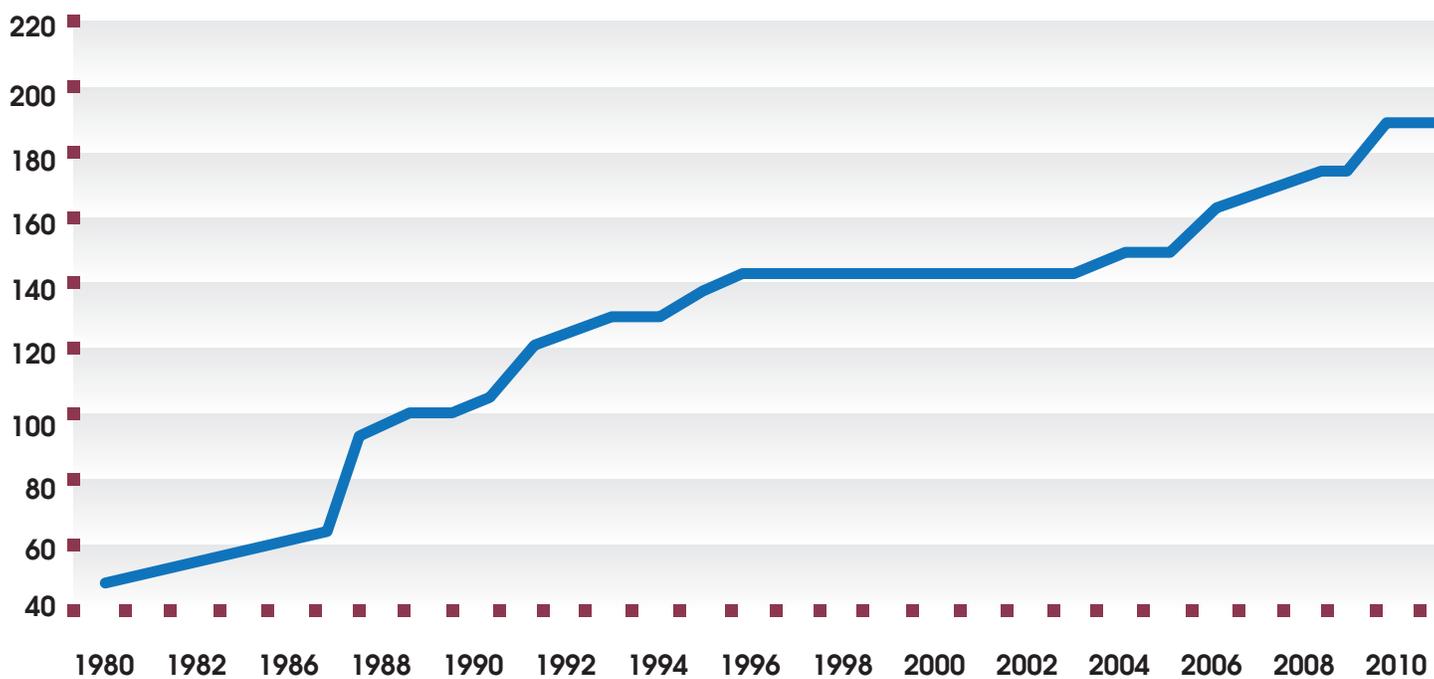
## Reservas, producción y consumo comprado de gas, 2011

	RESERVAS (bpc)	PRODUCCIÓN (mmpcd)	CONSUMO (mmpcd)
Mundo	7,360,9	317,0	311,8
Centro y Sur América	267,7	16,2	15,0
Venezuela	195,2	3	3,2

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012

El nivel de reservas de gas en Venezuela se mantuvo relativamente estable desde mediados de los 90, creciendo a una tasa promedio anual cercana al uno por ciento (1%). A partir del año 2006 se han observado importantes adiciones con un aumento del veinte y siete por ciento (27%) en los últimos cinco años.

Reservas probadas de gas natural, 1985-2010  
(Billones de pies cúbicos)



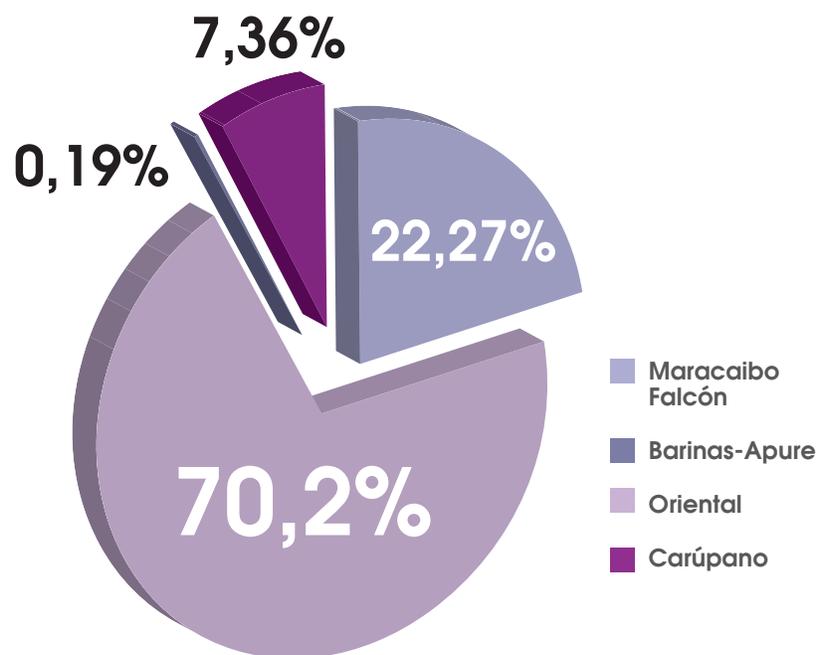
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

PDVSA: reservas, producción y consumo

Según el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011, las reservas de gas certificadas en Venezuela actualmente ascienden a 195.234 mil millones de pies cúbicos, aproximadamente un diecinueve por ciento (19%) de las cuales están asociadas a la FPO<sup>1</sup>. El informe señala igualmente que durante el año 2011 se incorporaron 28 millones de pies cúbicos de gas, noventa y seis por ciento (96%) de los cuales proviene de revisión de yacimientos ya existentes. El cuatro por ciento (4%) restante fue por descubrimiento de nuevos yacimientos y por extensión de los ya existentes.

La mayor parte de las reservas gasíferas de Venezuela están ubicadas al norte y noreste del país, en la cuenca oriental y en las costas de la plataforma continental caribeña y atlántica, en una extensión de más de 500 mil kilómetros cuadrados. La zona oriental concentra 70,2% de las reservas, la zona occidental 22,7% y la cuenca de Carúpano 7,36%. La cuenca de Barinas-Apure concentra sólo 0,19% de las reservas probadas de gas.

Distribución de las reservas probadas de gas por cuenca, 2011



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2011

De acuerdo a información publicada por PDVSA Gas (en el V Congreso y IX Exposición Internacional de Gas, en octubre de 2008), quince por ciento (15%) del total de las reservas probadas está en Costa Afuera y se encuentran no asociadas a la producción petrolera. Por otro lado, las reservas ubicadas en tierra firme en las regiones de oriente y occidente están asociadas al petróleo en ochenta y siete por ciento (87%) y noventa y cinco por ciento (95%) respectivamente. En promedio, setenta y cuatro por ciento (74%) de las reservas de gas venezolanas están asociadas al petróleo.

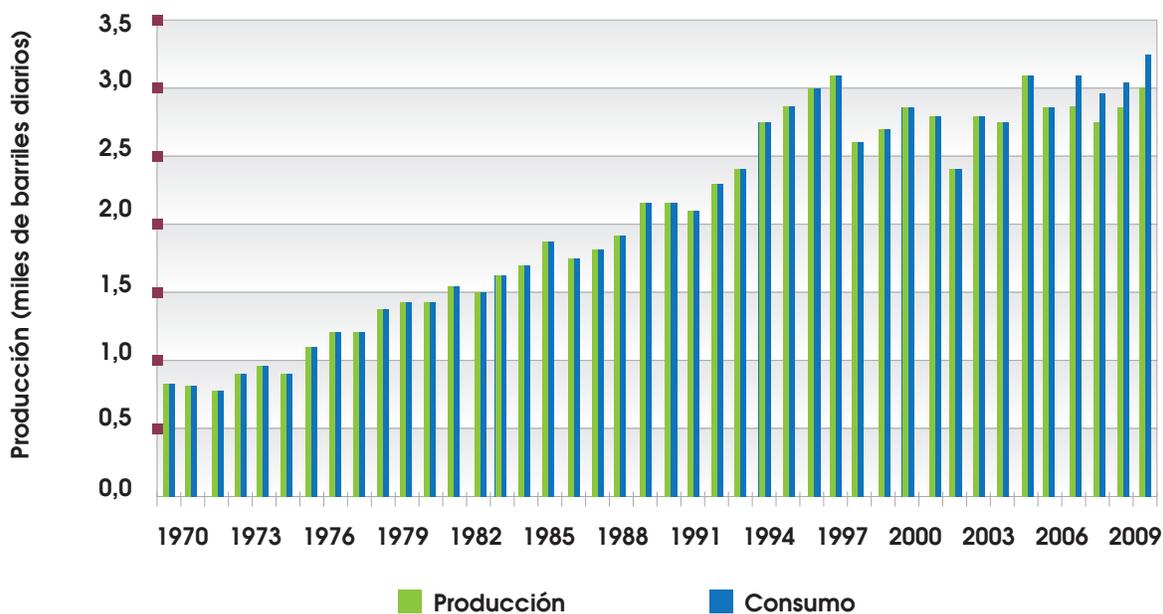
<sup>1</sup>Cabe destacar que la diferencia observada entre las cifras reportadas por BP y por PDVSA, puede deberse a que ambas fuentes utilizan metodologías diferentes para la certificación de reservas.

Producción y Consumo

Según el Informe de Gestión Anual 2011 de PDVSA, durante ese año la producción de gas natural en el país fue de 7.125 millones de pies cúbicos de gas al día, 40.47% de los cuales fueron reinyectados a los yacimientos, con lo cual la producción neta de gas fue de 4.241 millones de pies cúbicos diarios. Con respecto a 2009, la producción de gas natural en el país fue de 6.600 millones de pies cúbicos de gas al día, cuarenta y dos por ciento (42%) de los cuales fueron reinyectados a los yacimientos, con lo cual la producción neta de gas fue de 3.800 millones de pies cúbicos diarios. La producción de gas venezolana representa entre el veinte y seis (26) y el treinta y cinco por ciento (35%) de la producción de Centro y Sur América y del uno (1) al dos por ciento (2%) de la mundial.

Entre 1970 y 1998 tanto la producción como el consumo se incrementaron sostenidamente. Se dió una caída en 1999 y desde entonces se han mantenido los niveles alrededor de los 3.000 millones de pies cúbicos diarios<sup>5</sup>.

Producción y consumo de gas natural, 1970-2011  
(Miles de millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

En los tres últimos años, el nivel de producción ha disminuido y el consumo ha superado las cantidades de gas producidas en el país teniendo que recurrirse a la importación. Así, a partir de 2008 Venezuela comenzó a recibir gas de Colombia a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, recibiendo en promedio 205 millones de pies cúbicos de gas, con lo cual en 2011 se dispuso de un total de 7.330 millones de pies cúbicos diarios de gas (MMPCD).

Del total de gas natural disponible en 2010, veinte y nueve por ciento (29%) fue destinado al mercado interno para satisfacer las necesidades de los sectores eléctrico, siderúrgico, cemento, aluminio, doméstico, comercializadoras y petroquímico lo que equivale a 2.114 millones de pies cúbicos de gas al día.

<sup>5</sup>Excluyendo reinyección.

### Transporte y distribución

El sistema de transmisión y distribución de gas metano en Venezuela está constituido por una red de gasoductos integrada por 4.648 Km de tuberías de diferentes diámetros, siendo los principales sistemas Anaco – Barquisimeto; Anaco – Jose / Anaco - Puerto La Cruz; Anaco – Puerto Ordaz; Ulé – Amuay; Interconexión Costa – Oeste, Interconexión Centro Oriente Occidente y el Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. Con estas instalaciones para el 2009 se atendió una cartera de más de 1.250 clientes industriales a nivel nacional y de aproximadamente 220.220 clientes domésticos y comerciales en el área metropolitana de Caracas.

En el año 2011 se incorporaron 216 Km de tuberías nuevas, de los cuales 177 Km, pertenecen a la etapa I del nuevo gasoducto en construcción, en la zona oriental del país G/J José Francisco Bermúdez; 19 Km del nuevo lazo Morón-Barquisimeto (ENELBAR IV); 7 Km del Uprating Epa-Soto; 12 Km del ramal de distribución de gas metano hacia el Complejo Habitacional Fabricio Ojeda y ramal de distribución de gas metano hacia La Parroquia Los Cortijos.

### El gas doméstico

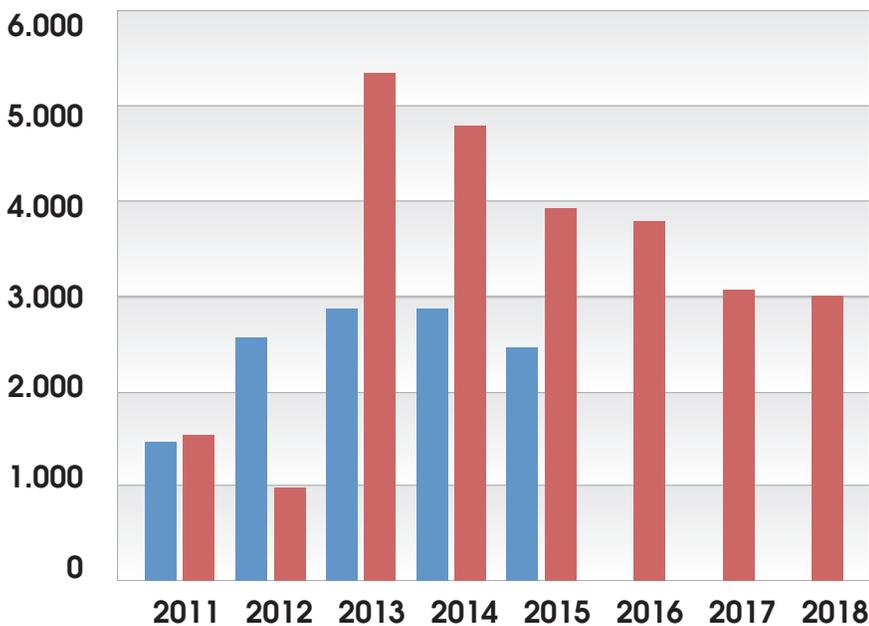
Según información de PDVSA Gas Comunal, noventa y cinco por ciento (95%) de las familias venezolanas emplean el gas licuado de petróleo (GLP) como fuente de energía. El suministro de GLP está en manos de PDVSA, y proviene de 3 refinerías (El Palito, Puerto La Cruz, Cardón), 2 plantas de distribución (El Guamache y Sistema Carenero-Guatire) y 2 plantas de fraccionamiento (Jose, Ulé y Bajo Grande). Hasta finales de 2007, la distribución de GLP a nivel doméstico en el país estuvo en manos privadas. En diciembre de 2007 fue creada PDVSA Gas Comunal y Tropigas y Vengas, las dos mayores empresas distribuidoras fueron adquiridas por la filial estatal. Es así que a partir de septiembre de 2008, la distribución del volumen de GLP producido en las fuentes de suministro pasó a ser controlada en su totalidad por PDVSA. Sin embargo, sólo el cincuenta y seis por ciento (56%) de las necesidades de distribución para el consumo interno es responsabilidad directa de la petrolera estatal, mientras que el cuarenta y cuatro por ciento (44%) restante es atendido por un conjunto de empresas del sector privado, a través de un contrato de servicio. Por su parte, el transporte, el almacenamiento y el llenado de GLP para los sectores comercial/industrial y doméstico, son manejados actualmente por PDVSA Gas Comunal. Por otro lado, en 2008 esta filial pasó a ser la responsable del treinta y tres por ciento (33%) de la distribución y la comercialización del gas metano domiciliario, empleado como fuente de energía por once por ciento (11%) de los hogares venezolanos. Durante el Año 2010, PDVSA Gas Comunal construyó la planta de llenado Ángel Rafael Aguiar con capacidad de 4.000 Gls, para la recepción, almacenamiento, envasado y distribución de GLP, también se asumió el control de las empresas TANGAS (Tanques para Gas) y BOMVECA (Bombonas de Venezuela C.A.) encargadas de la fabricación y reparación de cilindros y tanques para gas.

De acuerdo a información de PDVSA 2011 del total disponible a nivel nacional, el volumen destinado a consumo propio PDVSA fue de 5.216 MMPCD (71%) y el entregado a ventas de gas metano de 2.114 MMP-CD (29%), para cubrir los requerimientos del mercado local (sector eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, comercializadoras, doméstico y petroquímico).

Inversión

En el 2009 la inversión en la industria gasífera en Venezuela fue de 1.580 millones de dólares, lo que representa una caída de un treinta y siete por ciento (37%) siendo el monto invertido en el 2008 de 2.515 millones de dólares. En el año 2009 la inversión prevista para el 2010 era de 2.413 millones de dólares, sesenta y cinco por ciento (65%) para desarrollo de Gas en Tierra Firme y 36% en el desarrollo de Gas Costa Afuera, mientras que para el 2011 era de 10.441 millones de dólares, treinta y seis por ciento (36%) y sesenta y cuatro por ciento (64%) para el desarrollo de Gas en Tierra Firme y Gas Costa Afuera respectivamente. En los años 2010 y 2011 no se reportaron los montos de las inversiones en Desarrollo de Gas Costa Afuera ni se reportaron los desembolsos proyectados a futuro de Gas Costa Afuera. La inversión planeada total en el 2009 para el periodo 2010-2015 era de 50.692 millones de dólares, cuarenta y un por ciento (41%) de la cual sería destinada a proyectos de Gas Tierra Firme y cincuenta y nueve por ciento (59%) se planeaba invertir en el desarrollo del Gas Costa Afuera. En el 2010 se invirtieron 1.305 millones de dólares en Desarrollo de Gas en Tierra un dieciséis por ciento (16%) menos de lo planeado en 2009, mientras que en el 2011 la inversión real fue de 1601 millones, un seis por ciento (6%) superior a lo contemplado en el plan de inversión 2010, el cual contemplaba una inversión de 1.511 millones para el desarrollo de Gas en Tierra Firme. El total de desembolsos por inversiones de gas en Tierra proyectados para el periodo 2012-2018 se ubico en 25.425 millones de dólares.

Desembolso proyectado por inversiones en Desarrollo de Gas en Tierra 2011-2018  
(Millones de dólares)



Fuente: Informe de Gestión Anual PDVSA 2010 y 2011.

■ Informe de Gestión de PDVSA 2010 ■ Informe de Gestión de PDVSA 2011

## Principales Proyectos de Inversión

Nombre del Proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
<b>EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NO ASOCIADO Y GAS NATURAL LICUADO (GNL)</b>				
Costa Afuera				
Rafael Urdaneta	Desarrollo de reservas de gas no asociado ubicado costa afuera, con un potencial de reservas de 23 billones de pies cúbicos (BPC) de gas no asociado y 7 mil millones de barriles de hidrocarburos líquidos, orientado a producir 1.000 MMPCD. Área de exploración dividida en 29 bloques	Golfo de Venezuela y noreste del Estado Falcón	1.960 millones de dólares hasta 2015.	Bloque Cardón III: Chevron Texaco/ Vinccler Bloque Urumaco I y II: Gazprom Bloque Moruy II: Petrobrás y Teikoku Oil Bloque Cardón II: PDVSA Bloque Cardón IV: Eni y Repsol YPF Bloque Castilletes NE II: Vinccler Oil & Gas
Plataforma Deltana	Exploración y explotación de gas no asociado costa afuera. Reservas cuantificables por un volumen de entre 6 y 10 BPC. Producción de gas estimada entre 800 y 1.000 MMPCD, dirigida a satisfacer la demanda interna y externa. Incluye la infraestructura de transporte hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho*	Sureste de Trinidad y noreste de Delta Amacuro	3.810 millones de dólares. Monto ejecutado al cierre del 2009: 249 millones de dólares. No se han hecho inversiones en el año 2010	* Bloque 1: PDVSA Bloque 2: Chevron Texaco (60%) y PDVSA (40%) (anteriormente Conoco Phillips) Bloque 3: Chevron Texaco Bloque 4: Statoil (51%) y Total (49%)
Mariscal Sucre	Explotación de reservas de gas no asociado costa afuera y construcción de una planta de GNL. Producción de gas Fase I: 600 MMPCD al mercado interno. Producción final estimada: 18 MBD de condensado 1.200 MMPCD Reservas: 14,73 Billones de pies cúbicos de gas y 74,82 Millones de barriles condensados	Norte de Península de Paría	9.735 millones de dólares entre 2008 y 2016. Monto ejecutado al cierre 2009 y 2010: 1.015 y 2.879 millones de dólares respectivamente	PDVSA

## Principales Proyectos de Inversión

Nombre del Proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
<b>EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NO ASOCIADO Y GAS NATURAL LICUADO (GNL)</b>				
Blanquilla, Tortuga, Golfo de Paria Oeste Punta Pescador	Exploración y explotación de reservas de gas no asociado en el marco del Proyecto Delta Caribe. Son áreas con sistemas de hidrocarburos complejos pero cuyo potencial de gas se estima en 11 billones de pies cúbicos. En el año 2010 se culminó la fase exploratoria de los Bloques Blanquilla Tortuga	Nueva Esparta y Delta Amacuro.	700 millones de dólares (2009-2016) Blanquilla Tortuga y Punta Pescador	Bloque Blanquilla Este y Tortuga: PDVSA (20%); Energías de Portugal (EDP) (10%); Gazprom (30%); ENI (20%); y Petronas (20%)  Bloque Paria Oeste y Punta Pescador: PDVSA y ENI
<b>Tierra Firme</b>				
Gas Anaco	Exploración y explotación de reservas de gas no asociado y yacimientos con alta relación gas-petróleo (reservas de aproximadamente 24 BPC). Incluye construcción de 6 Centros Operativos para recolectar, comprimir y transferir una producción potencial de 2.559 y 34,55 MBD de crudo liviano	Anzoátegui y Monagas	3.876 millones de dólares (2002 - 2016). Monto ejecutado al cierre de 2009 y 2010: 1.812 y 1926 millones de dólares respectivamente	PDVSA
<b>PROCESAMIENTO</b>				
Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento de Jose	Expansión de capacidad de fraccionamiento de LGN hasta 250 MBD Objetivo: procesar 1.000 MMPCD. Contempla la construcción de: - 4to tren de refrigeración mecánica con propano para 100 MBD - Tren adicional de fraccionamiento de 50 MBD de LGN en Jose. - Poliducto San Joaquín-Jose con una extensión de 113 Km.	Anzoátegui y Monagas	651 millones de dólares. Monto ejecutado al cierre de 2009: 187 millones de dólares.	PDVSA

\*ENAGAS, 2005

## Principales Proyectos de Inversión

Nombre del Proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
<b>PROCESAMIENTO</b>				
Complejo Criogénico de Occidente	Construcción de una planta criogénica en el Occidente del país para procesar 950 MMPCD de gas. Montaje de tuberías e infraestructura necesarias para retornar el gas residual a las instalaciones de exploración y producción de Occidente. Construcción de un Tren de Fraccionamiento de LGN con capacidad para procesar 35 MBD. Producción estimada: 70 MBD de LGN y 62 MBD de etano.	Zulia	2.659 millones de dólares (Culminación: 2013). Monto ejecutado al cierre de 2009 y 2010: 340 y 347 millones de dólares respectivamente.	PDVSA
Proyecto Gas San Tomé	El Proyecto Gas San Tomé consiste en la construcción de la infraestructura de superficie requerida para manejar un potencial máximo establecido de 600 MMPCND de gas, 30 MBD de petróleo, 21 MBD de agua	Anzoátegui	1.400 millones de dólares (Culminación: 2016). Monto ejecutado al cierre de 2010: 121 millones de dólares.	PDVSA
Soto I	El proyecto tiene como objetivo la instalación de una planta modular de extracción Profunda de LGN y los Servicios Auxiliares del Módulo I y II, con capacidad para procesar 200 MMPCD de gas y producir 15 MBD de LGN. El proyecto contempla la ejecución de: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Módulo de Procesamiento de Gas (200 MMPCED).</li> <li>• Poliducto de 10 pulgadas Soto - San Joaquín 35 km.</li> <li>• Infraestructura Eléctrica - Subestación SOTO Norte.</li> </ul>	Anzoátegui	400 millones de dólares. Monto ejecutado al cierre de 2010: 99 millones de dólares	PDVSA

## Principales Proyectos de Inversión

Nombre del Proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
<b>PROCESAMIENTO</b>				
IV Tren de San Joaquín	El proyecto tiene como objetivo construir las instalaciones de procesos y servicios de una planta de extracción de LGN, que permita el incremento de la capacidad de procesamiento en el área de Anaco en 1.000 MMPCD, generando 50 MBD de LGN y 890 MMPCD de gas residual a los sistemas de transporte de gas al mercado interno,	Anzoátegui	1.521 millones de dólares (Culminación: 2015). Monto ejecutado al cierre de 2010: 392 millones de dólares.	PDVSA
Pirital I	El proyecto tiene como objetivo ejecutar la construcción y puesta en marcha de una planta de extracción profunda con recobro de etanol, para la extracción de LGN, con una capacidad de procesamiento de 1.000 MMPCD de Gas Natural y las facilidades de transporte requeridas en Pirital.	Monagas	1.681 millones de dólares (Culminación: 2015). Monto ejecutado al cierre de 2010: 14 millones de dólares.	PDVSA
Jusepín 120	El proyecto tiene como propósito minimizar la emisión de gases del Complejo Jusepín con la instalación de cuatro motocompresores nuevos con manejo de 30 MMPCD de Gas, cada uno	Monagas	160 millones de dólares (Culminación: 2011). Monto ejecutado al cierre de 2010: 43 millones de dólares	PDVSA

Principales Proyectos de Inversión

Nombre del Proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
<b>SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS</b>				
Interconexión Centro-Occidente (ICO)	Desarrollo de infraestructura para interconectar los sistemas de transporte de gas Centro-Oriente (de Anaco, en Anzoátegui, a Barquisimeto, en Lara) con Occidente (de Ulé, en Zulia, a Amuay, en Falcón). Incluye gasoducto de 300 km de longitud y 3 plantas compresoras para interconectar los dos sistemas y garantizar el suministro de gas al Centro de Refinación Paraguaná y exportar gas hacia Colombia y Centro y Suramérica en el largo plazo.	Centro, Oriente, Occidente	891 millones de dólares. Monto ejecutado al cierre de 2009 y 2010: 87 y 110 millones de dólares respectivamente.	PDVSA Gas
Sistema Nor-oriental de Gas (SINORGAS)	Construcción de infraestructura necesaria para incorporar el gas proveniente de desarrollos costa afuera en la región nororiental del país al mercado interno. Primera Etapa: 472 Km de gaseoductos. Segunda Etapa: Gasoducto Güiría - Muscar (259 Km), 3 plantas compresoras.	Anzoátegui, Sucre, Monagas y Nueva Esparta	2.162 millones de dólares (Culminación 2014). Monto ejecutado al cierre de 2009 y 2010: 669 y 711 millones de dólares respectivamente.	PDVSA Gas

Principales Proyectos de Inversión

Nombre del Proyecto	Descripción	Ubicación	Inversión	Financiamiento
<b>DISTRIBUCIÓN</b>				
Gasificación Nacional	Incorporar redes de distribución de gas metano para gasificar 23 estados del país. Contempla la instalación de 48.900 Km de infraestructura de redes de distribución para suministrar gas a 3.260.000 familias en todo el territorio nacional.	Todo el país	2.334 millones de dólares (Culminación 2016). Monto ejecutado al cierre de 2009: 499 millones de dólares.	PDVSA Gas
<b>GAS NATURAL VEHICULAR</b>				
Autogas	Conversión de vehículos al sistema dual y construcción de puntos de expendio de GNV.	Todo el país	Monto ejecutado al cierre de 2009 y 2010: 318 y 480 millones de dólares respectivamente.	PDVSA

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2009, 2010 y 2011.

Precios del Gas

Todo el gas producido en Venezuela se consume internamente, por lo que resulta importante considerar los precios nacionales. De acuerdo con la regulación actual, el Estado establece los precios y las tarifas por intermedio del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, con la colaboración de Ministerio del Poder Popular para la Producción y el Comercio, según las recomendaciones de Enagas. En 2004, estas autoridades establecieron que los precios del gas debían aumentar paulatinamente hasta alcanzar en 2007 en promedio 33,80 bolívares por metro cúbico para los consumidores domésticos y comerciales, sin embargo, esto no se logró. En 2006, una nueva regulación estableció que para el año 2007 los precios debían alcanzar aproximadamente 26,86 bolívares por metro cúbico. La nueva meta se estableció en 45,42 bolívares por metro cúbico para el año 2015.

El precio del gas establecido en Venezuela para 2011 representa aproximadamente el doce por ciento (12%) del precio promedio de gas comercializado en el mercado internacional.

Precios nacionales e internacionales del gas  
(Dólares por millón de unidades térmicas británicas-BTU)

	Nacionales* (regulados para 2010)		Internacionales (Enero de 2010) ***		Internacionales (Enero 2011) ***	
	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate****	Henry Hub	NYC Gate****
Centro de despacho Anaco	0,40	0,61	5,82	7,34	2,97	5,06
Promedio	0,51		6,58		4,02	

Fuente: Precios nacionales: Gaceta Oficial 38.401; precios internacionales: Bloomberg

\*Gas doméstico

\*\*\* Precios al 31 de Diciembre

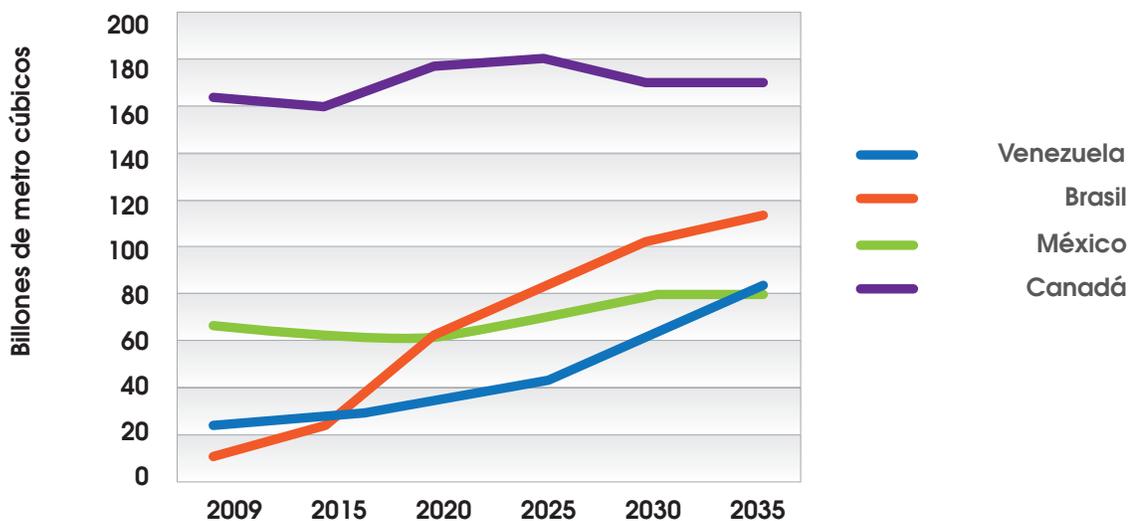
\*\*\*\* Precios promedio mensual enero

Proyecciones 2010-2035

Producción proyectada:

El crecimiento proyectado de la producción venezolana, muestra una tendencia más pronunciada que otros productores relevantes de la región, con la excepción de Brasil. La tasa de crecimiento anual se estima será de 4.72% para Venezuela y 8.45% para Brasil, comparadas con un 0.86% para México y 0.18% para Canadá.

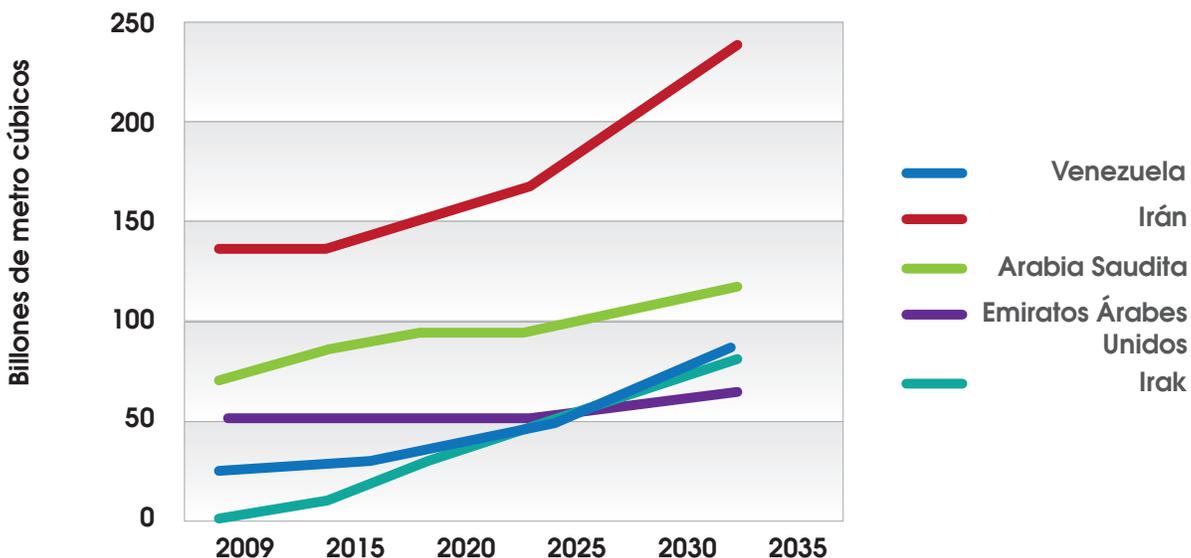
Producción Proyectada Venezuela-América



Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2011, New Policies Scenario y Gráficos Propios

Con respecto a productores de Oriente Medio, Venezuela exhibe una tasa mayor de crecimiento anual de la producción, salvo al ser comparada con Irán que tendría una tasa de crecimiento de 17.75%.

Producción Proyectada Venezuela-Oriente medio



## **El centro internacional de Energía y Ambiente (CIEA)**

fue creado en 2005 para situar al IESA como la institución de referencia, en el ámbito nacional y regional, en la formación de gerentes con capacidad de liderazgo en el sector energía, siendo un centro de excelencia en la reflexión, generación y divulgación de conocimiento en temas de energía y ambiente, con alcance nacional e internacional.

## **EL EQUIPO DEL CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y AMBIENTE ESTÁ INTEGRADO POR:**

### **Director**

**Francisco Monaldi**

Ph.D. Economía Política, Stanford. M.A. Economía, Yale

### **Coordinador Académico**

**Pedro Luis Rodríguez**

MPhil Economía, Cambridge

### **Profesores**

**Richard Obuchi**

Ph.D. (c), Tulane. M.P.P. Chicago

### **Profesores de Planta y Adjuntos afiliados al CIEA**

**Asdrúbal Baptista** - M.A. Kent

**Osmel Manzano** - Ph.D. MIT

**José Manuel Puente** - Ph.D. Oxford

**Ricardo Villasmil** - Ph.D. Texas A&M

### **Profesores Invitados**

**Ramón Espinosa** - Ph.D. Cambridge

**Luisa Palacios** - Ph.D. SAIS Johns Hopkins

**Luis Pacheco** - Ph.D. Imperial College

**Luis Roberto Rodríguez** - Ph.D. Oxford

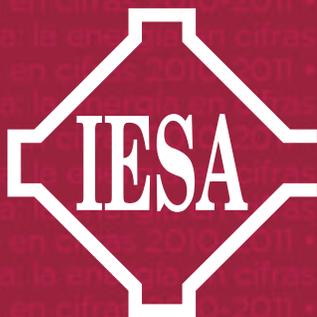
### **Investigadores**

**Amanda Beaujon Marín** - Polítóloga, UCV

**Jessica Grisanti** - Economista, UCAB

### **Asistente de Investigación**

Jean Paul Leidenz



## **ESTE DOCUMENTO FUE ELABORADO POR**

**Amanda Beaujon Marín, Jessica Grisanti y Jean Paul Leidenz**

**La coordinación estuvo a cargo de Pedro Luis Rodríguez.**