VENEZUELA LA ENERGÍA EN CIFRAS 2012

EL SECTOR PETROLERO
Y GASÍFERO

IESA

Contenido

EL SECTOR PETROLERO

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO EN 2012 **04**

ENTORNO INSTITUCIONAL **05**

PRECIOS DEL PETRÓLEO **14**

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN **16**

REFINACIÓN **29**

COMERCIALIZACIÓN **32**

LAS POLÍTICAS FISCALES Y EL SECTOR PETROLERO **34**

EL SECTOR GASÍFERO

LOS NÚMEROS DEL DEL GAS EN 2012 **39**

ENTORNO INSTITUCIONAL **40**

ACTORES PRINCIPALES **42**

MARCO FISCAL **43**

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN **44**

PDVSA: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO **45**

PROYECCIONES 2011-2035 - SECTOR PETROLERO 53

PROYECCIONES 2011-2035 - SECTOR GASÍFERO 55

EL SECTOR PETROLERO

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO EN 2012

- **Reservas de crudo convencional (liviano y mediano):** 38,9 mil millones de barriles.
- **Reservas de crudo pesado y extra-pesado:** 258,8 mil millones de barriles.
- **Producción:** 2,9 millones de barriles diarios en promedio[1].
- **Capacidad mundial de refinación de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA):** 2,8 millones de barriles diarios.
- **Consumo interno:** 681 mil barriles diarios[2].

Situación petrolera, 2012

		RESERVAS (MILES DE MILLONES DE BARRILES)	PRODUCCIÓN (MILLONES DE BARRILES DIARIOS)	CONSUMO (MILES DE BARRILES DIARIOS)
MUNDO		1.669	86,2	89.774
AMÉRICA		548	22,9	29.573
VENEZUELA	CRUDO CONVENCIONAL	38,926	2,7 - 2,9	681 - 781
	CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO	258,809		
	TOTAL	297,735		
PROPORCIÓN DE RESERVAS TOTALES			PROPORCIÓN DE PRODUCCIÓN TOTAL	PROPORCIÓN DE CONSUMO TOTAL
VENEZUELA / AMÉRICA		54%	11,8% - 12,7%	2,3% - 2,6%
VENEZUELA / MUNDO		18%	3,1% - 3,4%	0,76% - 0,87%
PROPORCIÓN DE RESERVAS CONVENCIONALES				
VENEZUELA / AMÉRICA		32%		
VENEZUELA / MUNDO		3%		

Fuentes: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012, BP Statistical Review of World Energy 2013 y cálculos propios.*

[1]Fuentes internacionales reportan una producción de 2,7 millones de barriles diarios.
[2]El consumo interno reportado por fuentes internacionales fue de 781 mil barriles diarios.

Nota: *En ediciones anteriores se consideraba en "Mundo" las reservas globales excluyendo a Venezuela. De ahora en adelante, se tomará el total mundial incluyéndola.*

Reservas de crudo convencional (liviano y mediano) 38,9 mil millones de barriles.

ENTORNO INSTITUCIONAL

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%), 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 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 EjecutivoNacional, 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.
- 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), 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[3] (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.

[3]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. Nº 38.419 del 18/04/06).

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[4] (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., u otra filial de Petróleos de Venezuela, S.A., 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 (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 (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.

[4] *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).*

ENTORNO INSTITUCIONAL

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 operadoras extranjeras.

BP, Belorusneft, 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.

ENTORNO INSTITUCIONAL

Marco Fiscal

La tributación general aplicable a cualquier empresa operadora está determinada por lo previsto en la Ley de Impuesto Sobre la Renta ("LISLR") [6] *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)

- 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 treinta por ciento (30%). La tasa aplicable a la explotación de petróleo extrapesado puede ser menor a treinta por ciento (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 treinta por ciento (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.
- Este impuesto se incrementará anualmente dos por ciento (2%) durante los primeros cinco (5) años y cinco por ciento (5%) en los años subsiguientes.

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 inversiones 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 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 - Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 40.114 de fecha 20 de febrero de 2013

- Contribución condicionada a los precios del mercado internacional y el precio estimado en la Ley Anual de Presupuesto.
- Precios superiores a US$ 80 e inferiores a US$ 100, se cobra de una alícuota de 80% sobre la diferencia entre el precio observado y US$ 80.
- Precios iguales o superiores a US$ 100 e inferiores a US$ 110, se aplica una alícuota de 90% sobre la diferencia entre el precio observado y US$ 100 y se le añade la alícuota de 80% de la diferencia entre US$ 80 y US$ 100.
- Precios iguales o superiores a US$ 110 se aplica una alícuota de 95% sobre la diferencia entre el precio observado y US$ 110, añadiéndole la alícuota de 90% de la diferencia entre US$ 100 y US$ 110 y la alícuota de 80% de la diferencia entre US$ 80 y US$ 100 (US$ 16).
  Alícuota adicional de 20% sobre la diferencia

entre US$ 80 y el precio estimado en la Ley Anual de Presupuesto.

- Se establece un tope máximo de US$ 80 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).

ENTORNO INSTITUCIONAL

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

El 20 de febrero de 2013 fue aprobada por el parlamento la reforma de la Ley de Contribución Especial, la cual disminuye la carga impositiva sobre el sector petrolero y redirige recursos al presupuesto, que bajo la ley vigente se destinan al Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden). Según la nueva ley, para precios superiores a 80 dólares e inferiores a 100, la ley contempla el cobro de una alícuota de 80 por ciento sobre la diferencia entre el precio observado y 80 dólares. Para precios iguales o superiores a 100 dólares e inferiores a 110, se aplica una alícuota de 90 por ciento sobre la diferencia entre el precio observado y 100 dólares, y se añade la alícuota de 80 por ciento de la diferencia entre 80 y 100 dólares (16 dólares). Para precios iguales o superiores a 110 dólares se aplica una alícuota de 95 por ciento sobre la diferencia entre el precio observado y 110 dólares, se añade la alícuota de 90 por ciento de la diferencia entre 100 y 110 dólares (9 dólares) y la de 80 por ciento de la diferencia entre 80 y 100 dólares (16 dólares). La alícuota adicional de 20 por ciento se aplica ahora a la diferencia entre el precio previsto en la ley anual de presupuesto y 80 dólares.

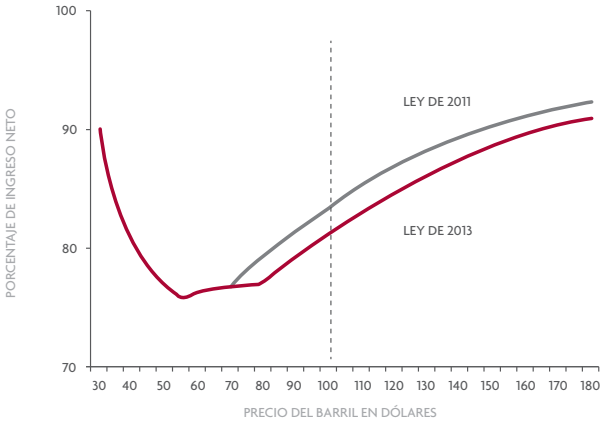
LEY DE CONTRIBUCIÓN ESPECIAL: ALÍCUOTAS Y PRECIOS DEL PETRÓLEO

	20%	80%	90%	95%
Ley 2011	Entre el precio del presupuesto y $70	Entre $70 y $90	Entre $90 y $100	Mayor a $100
Reforma 2013	Entre el precio del presupuesto y $80	Entre $80 y $100	Entre $100 y $110	Mayor a $110

¿Qué impacto tendrá esta reforma sobre la participación del Estado en el ingreso petrolero y la utilidad de las empresas? ¿Cómo afectará la distribución de ingresos entre el presupuesto y el Fonden? Tomando el actual precio estimado en el presupuesto (US$ 55) y un índice de costo basado en el precio por barril, respondemos a continuación estas interrogantes.

A un precio observado de US$ 100 por barril, la nueva ley implica una reducción de la participación del Estado en el ingreso neto del sector (government take) de 2,4 puntos porcentuales: de 83,4 a 81 por ciento. A este precio el aporte al Estado pasa a ser 62,28 dólares por barril, en lugar de 64,11 bajo la ley anterior. Si se toman las exportaciones de 2011 (la última cifra oficial disponible), la reducción de la participación implica 1,7 millardos de dólares menos al año en aportes para el Estado (suponiendo que cada barril exportado se vende a 100 dólares). El gobierno espera contrarrestar la reducción por dos vías: (1) con la reciente devaluación del bolívar recibirá 46,5 por ciento más en bolívares por cada barril y (2) el aumento de las utilidades para las empresas productoras se espera conduzca a un aumento de la producción.

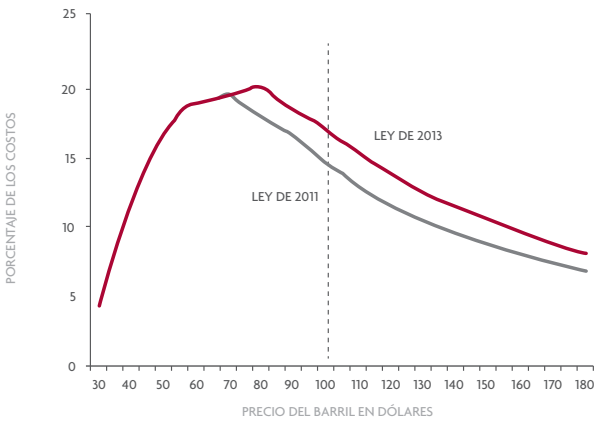
PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN EL INGRESO PETROLERO (PORCENTAJES)



Fuente: *Elaboración propia con base en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 40.114 de fecha 20 de febrero de 2013*

La reducción de la participación del Estado tiene su equivalente en el aumento de la utilidad de las empresas productoras. La utilidad, definida como el ingreso neto sobre costos (incluidos los impuestos), aumenta en dos puntos porcentuales: de 15 a 17 por ciento. El ingreso neto aumenta en 1,83 dólares por barril (de 12,78 a 14,61), suponiendo nuevamente un precio de 100 dólares. Con este aumento en la utilidad de las empresas, el gobierno espera aliviar el flujo de caja de Petróleos de Venezuela (Pdvsa) y romper con el letargo que actualmente caracteriza los esfuerzos para aumentar la producción. Aunque ciertamente saludable para Pdvsa y bienvenido por las empresas socias, el aumento difícilmente será considerado satisfactorio, si se toma en cuenta el riesgo país y la incertidumbre política. Es difícil visualizar un aumento significativo en la producción si esta reforma no se complementa con otros cambios en la conducción de la política petrolera.

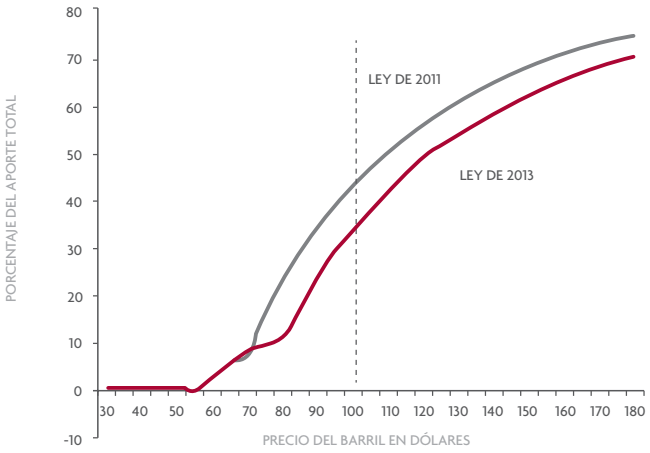
UTILIDAD DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS (PORCENTAJES)



Fuente: *Elaboración propia con base en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 40.114 de fecha 20 de febrero de 2013*

Un aspecto importante de la reforma es el cambio en la distribución de los ingresos entre el presupuesto y el Fonden. Los ingresos que se dirigen al presupuesto aumentan por dos vías: (1) el aumento del tope máximo para el cálculo de regalías de 70 a 80 dólares se traduce en 3,3 dólares adicionales por barril que se dirigen al presupuesto y (2) al rodar los tramos sobre los que aplica el impuesto a precios extraordinarios y exorbitantes aumenta el impuesto sobre la renta (aumento en parte contrarrestado por la regalía adicional). A 100 dólares por barril, la reforma incrementa los ingresos que se dirigen al presupuesto en 5,17 dólares por barril: un aumento de 14,3 por ciento con respecto a la ley vigente. El Fonden, por su parte, recibe 7 dólares menos por barril, lo cual equivale a una reducción del 25 por ciento. Ello implica que una mayor proporción de los aportes a la nación se dirigirán al presupuesto. Este es uno de los aspectos más importantes de la reforma, pues el presupuesto, con todas sus imperfecciones, tiende a ser un mecanismo más transparente que el uso de fondos extrapresupuestarios. A un precio de 100 dólares por barril, el porcentaje de los aportes petroleros que se desvían al Fonden se reduce del actual 42 a 32 por ciento con la reforma planteada.

APORTES QUE SE DIRIGEN AL FONDO DE DESARROLLO NACIONAL (PORCENTAJES)

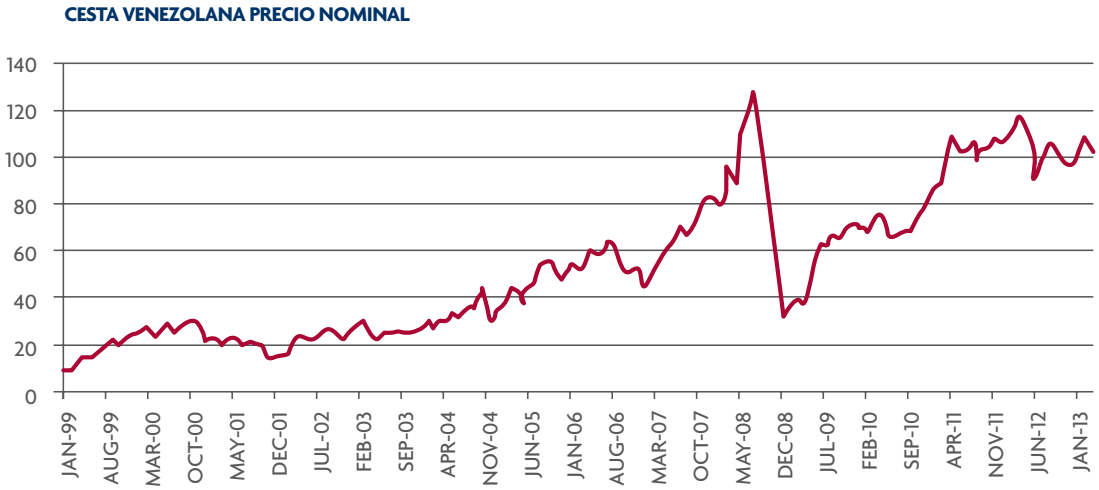


Fuente: *Elaboración propia con base en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 40.114 de fecha 20 de febrero de 2013*

La reforma disminuye la carga fiscal sobre las empresas a la vez que aumenta la proporción de los ingresos que se dirigen al presupuesto. En este sentido, debe ser aplaudida. Pero la reforma se queda muy corta en otros sentidos. Primero, si bien es progresiva a precios altos, la ley sigue siendo regresiva a precios bajos: mantiene una gran participación del Estado que, de bajar significativamente los precios, haría inviables ciertos proyectos. Segundo, tomando en cuenta el aumento a corto plazo de los costos operativos que suelen acompañar aumentos significativos en los precios, las nuevas alícuotas siguen siendo excesivas, sobre todo considerando el riesgo país de Venezuela y la actual incertidumbre política. Tercero, la reforma no plantea modificar la definición de precios extraordinarios, con base en el precio establecido anualmente en la ley de presupuesto, por lo que no atiende la incertidumbre en cuanto a la tasa efectiva de tributación. Ello necesariamente limita el posible impacto positivo sobre la inversión. La reforma planteada va en la dirección correcta, pero se queda corta. De no venir acompañada de un cambio de política que genere la necesaria confianza a los socios para adelantar las cuantiosas inversiones requeridas, difícilmente se traducirá en mejores perspectivas para el sector. Por último, aunque la proporción de recursos que se dirigen al Fonden haya disminuido, sigue siendo un porcentaje importante. Aunado al gasto social de Pdvsa observado en años recientes, más de la mitad de los aportes a la nación seguirán siendo administrados de manera discrecional por el Ejecutivo, lo cual puede tener importantes repercusiones sobre la transparencia y la rendición de cuentas que deben caracterizar el uso de los recursos petroleros.

PRECIOS DEL PETRÓLEO

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LOS PRECIOS DE LA CESTA PETROLERA VENEZOLANA, 1999-2012 (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 Tia Juana.*

Durante el año 2012, el precio promedio de la cesta venezolana fue de 103,42 dólares, estando por encima de los 100 dólares por barril durante los dos primeros trimestres (111,99 dólares y 103,47 dólares respectivamente), no obstante, rondando los 98 dólares durante el tercer y cuarto trimestre del año (98,97 dólares y 98,32 dólares respectivamente.

VALORES PROMEDIOS DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO, 2007-2012 (US$)

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
2012*	94,23	109,53	103,42

Fuente: *Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.*
2012 Cifras Preliminares.*

Reservas probadas del petróleo
297,7 mil millones de barriles en 2012, según informe de Gestión PDVSA 2012

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Reservas 2012

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 de PDVSA de 2012, las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 297,7[5] mil millones de barriles en 2012, 123 mil millones de barriles superior a las de 2011 por la incorporación por descubrimiento de 13 nuevos yacimientos. Esta cifra representa 54 por ciento de las reservas de crudo del continente americano y 18 por ciento de las reservas del mundo.

LAS RESERVAS DE PETRÓLEO DE NUESTRO PAÍS ESTÁN DISTRIBUIDAS DE LA SIGUIENTE MANERA:

CUENCA	RESERVAS (MMB)
Maracaibo-Falcón	19.986
Barinas-Apure:	1.191
Oriental	276.156[6]
Carúpano	402

[5]Las cuales se estiman a partir de un factor de recobro de mínimo 20 por ciento.
[6]258.809 MMB corresponden a las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, de las cuales 3.935 son reservas de crudo pesado y 254.874 MMB son reservas de crudo extrapesado.

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy 2013 y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012.*
Nota 1: *El total de reservas mundiales y el de América corresponden a las cifras del BP Statistical Review of World Energy 2013.*
Nota 2: *PDVSA asume un factor de recobro de 20 por ciento como valor mínimo de recuperación.*

RESERVAS DE PETRÓLEO, 2012 (MILES DE MILLONES DE BARRILES)

En cuanto a los costos de exploración, principalmente gastos geofísicos, dichos aumentaron en aproximadamente un 202 por ciento de 163 millones de dólares en el 2011 a 492 millones en el 2012.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PRODUCCIÓN EN EL AÑO 2012 SEGÚN FUENTES INTERNACIONALES

De acuerdo con el reporte mensual del mes de mayo de 2013 de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo de Venezuela en 2012 fue de 2,360 millones de barriles diarios, aproximadamente 8 por ciento menor que en 2008. 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.

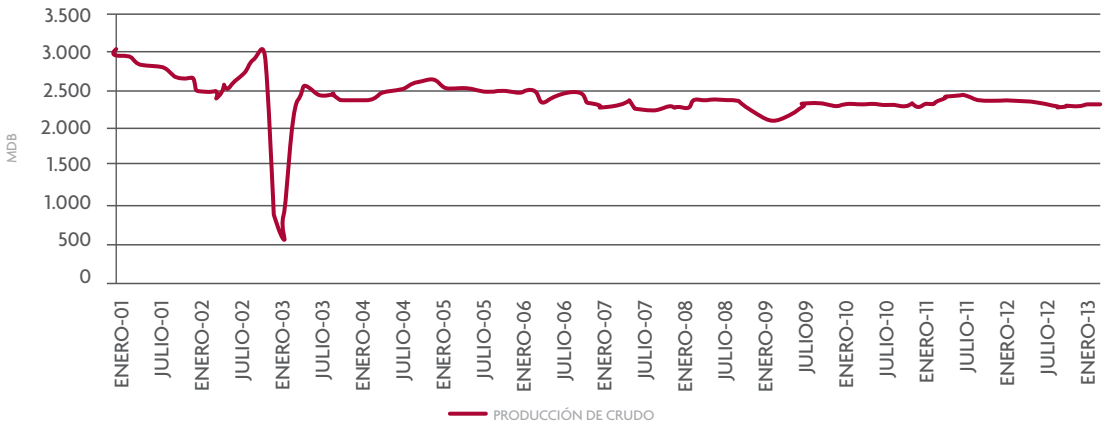
PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO EN VENEZUELA SEGÚN LA OPEP, DICIEMBRE DE 2001-DICIEMBRE DE 2012

De acuerdo con el anuario estadístico de BP 2013, la producción de petróleo de Venezuela fue de 2,73 millones de barriles diarios en 2012, al incluir los líquidos asociados al crudo y gas natural. Ese nivel de producción representa aproximadamente 12 por ciento de la producción del continente y 3 por ciento 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.

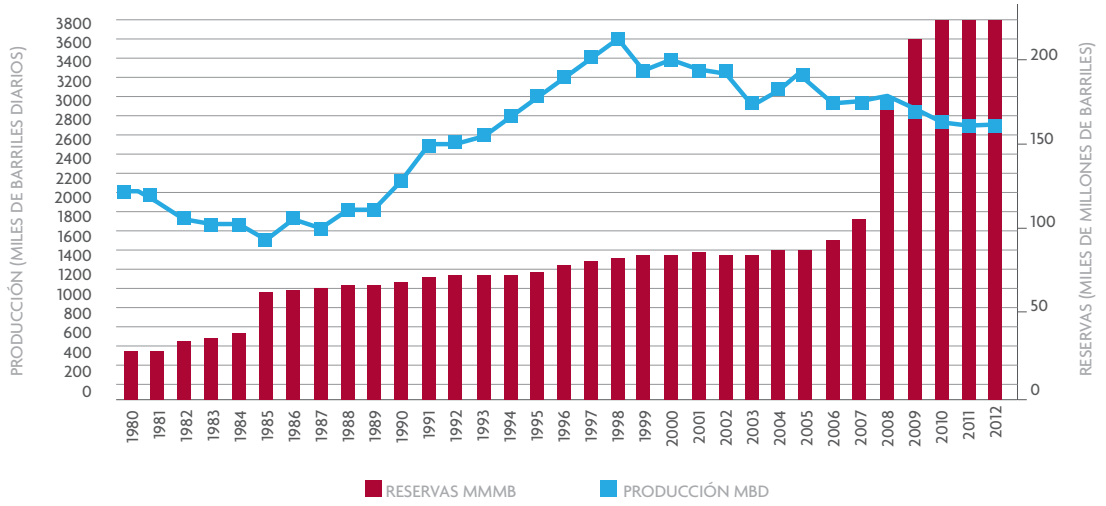
La producción ha caído en aproximadamente 13 por ciento desde su valor en el año 1999 con respecto a 2012.

PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO EN VENEZUELA SEGÚN LA OPEP, DICIEMBRE DE 2001-DICIEMBRE DE 2012



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

PRODUCCIÓN Y RESERVAS PETROLERAS DE CRUDO EN VENEZUELA, 1980-2012 (FUENTES INTERNACIONALES)



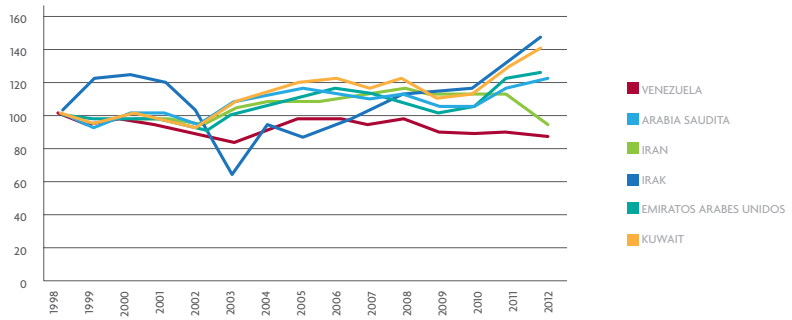
Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2013*

Nota1: *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 .*

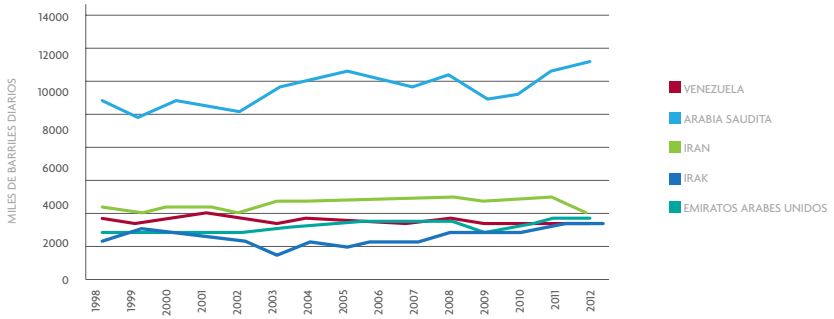
PRODUCCIÓN PETROLERA COMPARADA VENEZUELA - OPEP

En el gráfico siguiente puede observarse una diferencia notable entre el comportamiento de la producción venezolana de crudo respecto al resto de la OPEP. El quiebre de producción que se observa en Irak a partir de 2003 se debió a la Segunda Guerra del Golfo.

PRODUCCIÓN RESPECTO A 1998



PRODUCCIÓN PETROLERA COMPARADA VENEZUELA-OPEP

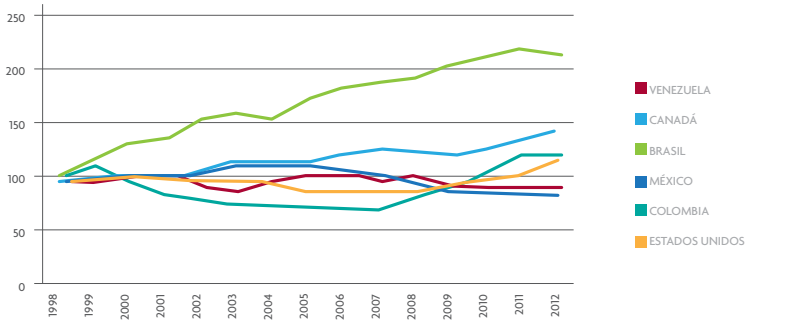


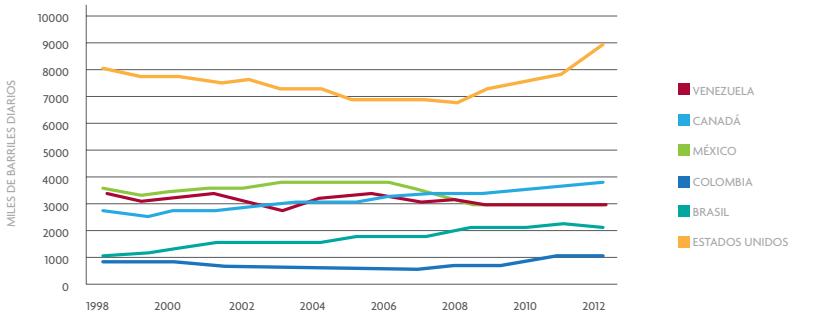
Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, New Policies Scenario y Cálculos Propios.*

PRODUCCIÓN COMPARADA VENEZUELA - AMÉRICA

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. Además, se evidencia el efecto del descubrimiento de las arenas bituminosas en Canadá y el descubrimiento de importantes yacimientos en Brasil.También destaca el aumento considerable de producción en EEUU – debido a la revolución de crudos de esquisto – y en Colombia, a causa de reformas institucionales amigables a la inversión.

PRODUCCIÓN COMPARADA VENEZUELA-AMÉRICA





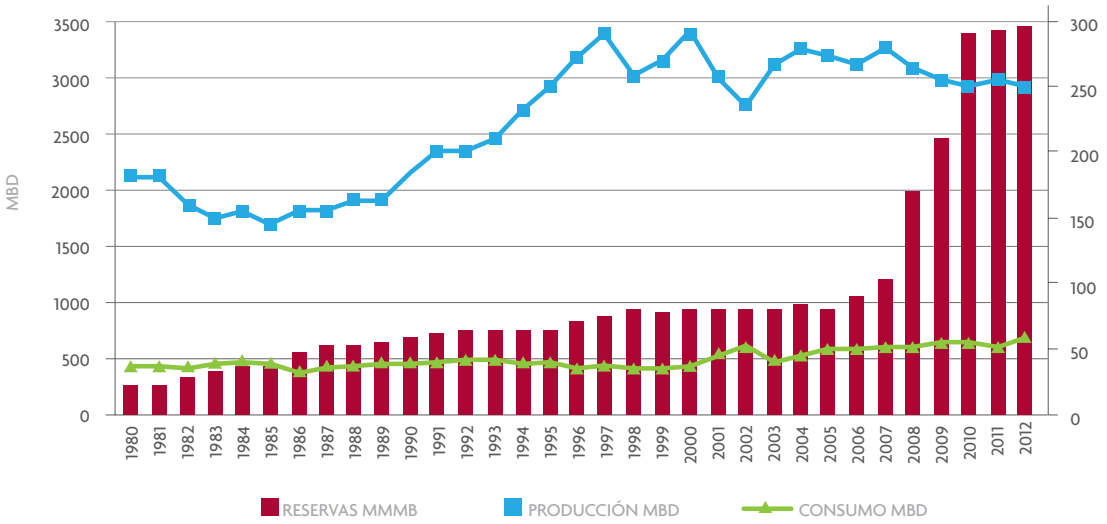
Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, New Policies Scenario y Cálculos Propios.*

PDVSA: PRODUCCIÓN, CONSUMO Y RESERVAS DE PETRÓLEO EN VENEZUELA, 1980-2012

De acuerdo con cifras oficiales, la producción fue de 2,91 millones de barriles diarios en 2012, lo cual representa una disminución de 2,7 por ciento con respecto a 2011, año en que la producción fue de 2,99 millones de barriles diarios. Con respecto al consumo, PDVSA reportó para 2012 un total de 681 mil barriles diarios.

En 2011 los gastos de operación de PDVSA fueron 14.555 millones de dólares, aumentando en 58 por ciento durante 2012, cuando los mismos fueron 23.014 millones de dólares. Este aumento corresponde principalmente a los costos de Bienestar, Labor y Beneficio de los trabajadores.

PDVSA PRODUCCIÓN, CONSUMO DOMÉSTICO Y RESERVAS PETROLERAS EN VENEZUELA, 1980-2012



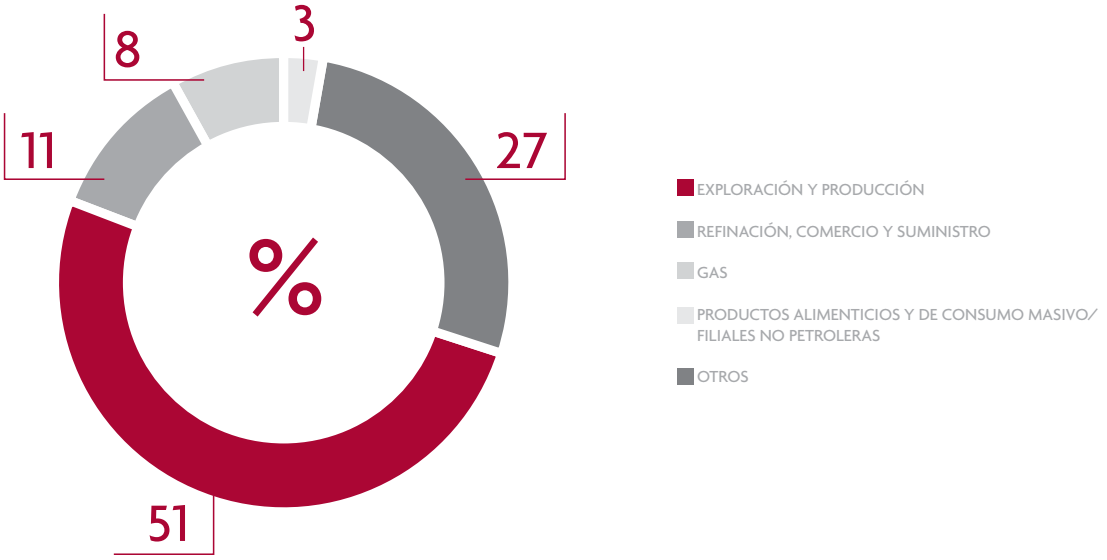
Fuente: *PODE hasta 2008. (*) Informe Operacional y Financiero PDVSA 2009. (**) Informe de Gestión Pdvsa 2010. (***) Informe de Gestión PDVSA 2011. (****) Informe de Gestión PDVSA 2012.*

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: *EIncluye condensados en formación y crudo extrapesado para la formación de Orimulsión.*

INVERSIÓN

Las inversiones en el año 2012 en la industria de los hidrocarburos aumentaron en 47 por ciento con respecto al 2011 de 17,5 miles de millones de dólares a 24,6. En el año 2012 las inversiones se concentraron en el área de exploración y producción petrolera con una inversión de aproximadamente 12,48 mil millones de dólares. Hubo una disminución en las inversiones en sectores no petroleros de 51 por ciento de 1,46 miles de millones de dólares a 0,715 miles de millones. No obstante, inversiones en Otros[11] aumentó en un 86 por ciento, resultando el porcentaje de participación en las inversiones totales superior a la suma de inversiones en refinación, comercio y suministro, gas y productos alimenticios y de consumo masivo/filiales no petroleras.

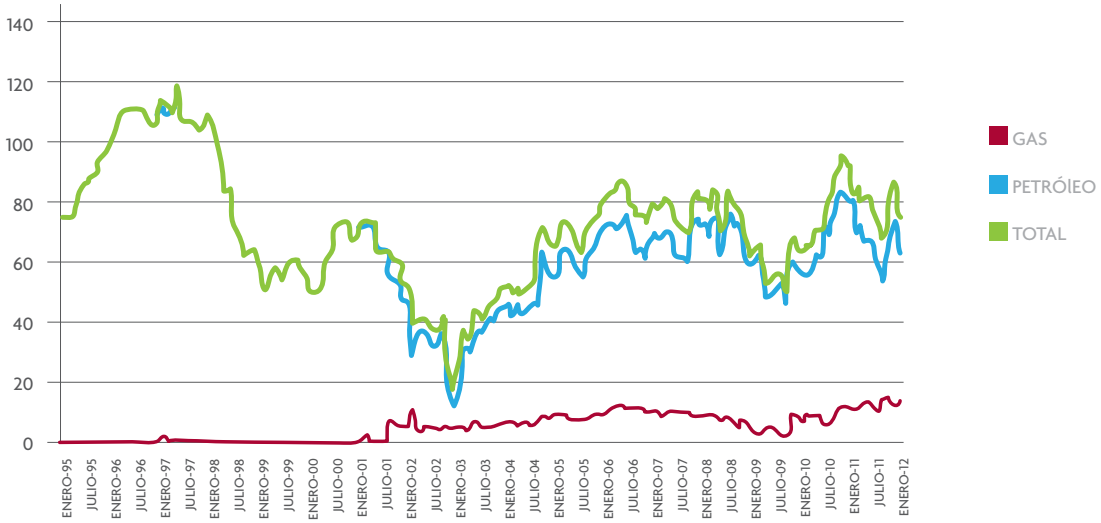


Fuente: *Informe de Gestión Anual 2012.*

Otro indicador que ilustra de forma aproximada la magnitud de la inversión en exploración y producción de hidrocarburos es el número de taladros activos. 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.

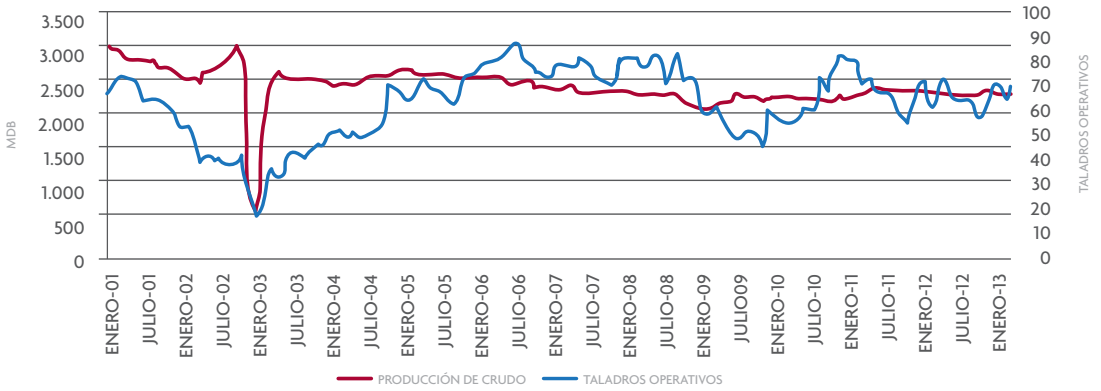
Entre 2005 y 2008, la activación y retiro de estos equipos fue relativamente volátil: el número de taladros en operación osciló entre 63 y 84. Para diciembre del 2009 los equipos se redujeron a 49, sin embargo, en el transcurso del año 2010 la actividad de taladros se recuperó cerrando en diciembre del 2010 con 83 taladros en actividad, disminuyendo nuevamente durante el último trimestre del 2011, cerrando el año con una cifra de 69 equipos activos en el mes de diciembre. Hasta noviembre de 2012 el número de taladros activos osciló entre 68 y 87, disminuyendo a 63 en diciembre de ese año.

TALADROS OPERATIVOS DE PETRÓLEO Y GAS, ENERO 1995 - ABRIL 2013 (UNIDADES)



Fuente: *Baker Hughes International Rig Count.*

TALADROS OPERATIVOS Y PRODUCCIÓN PETROLERA DICIEMBRE DE 2001-DICIEMBRE DE 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 2013.*

PRODUCCIÓN POR TIPO DE ESQUEMA

Según el Informe de Gestión Anual 2012 de PDVSA, la producción total fiscalizada de crudo de Venezuela fue de 2,91 millones de barriles diarios. La producción diaria de Venezuela, incluyendo 124 mil barriles diarios de gas natural fue 3,034 millones de barriles diarios. Correspondieron a proyectos de gestión propia 1,835 millones de barriles diarios en las diferentes áreas petroleras del país:

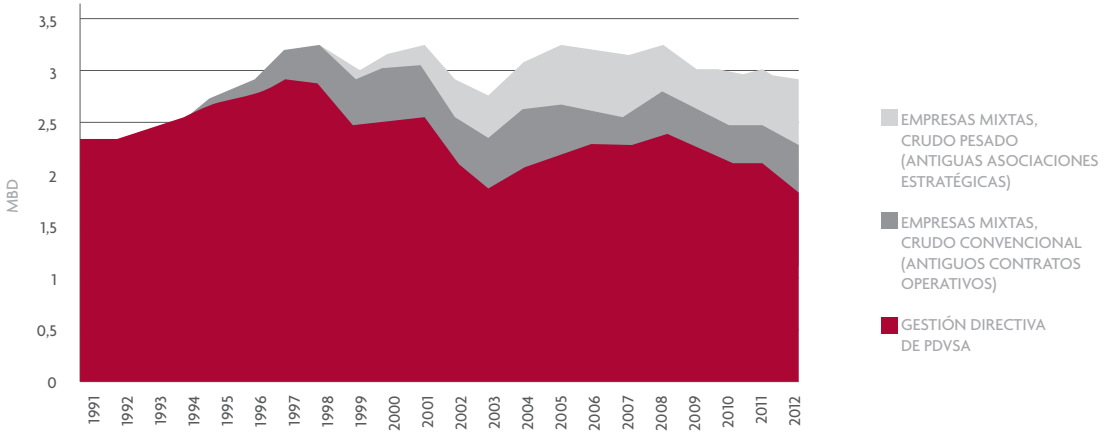
- **Oriente:** 971 mil barriles diarios
- **Occidente:** 533 mil barriles diarios
- **Faja:** 417 mil barriles diarios
- **PDVSA Gas:** 29 mil barriles diarios

El resto de la producción atribuible a PDVSA correspondió a proyectos en los cuales participa la petrolera estatal conjuntamente con terceros:

- **Empresas mixtas de crudo convencional:** 432 mil barriles diarios
- **Empresas mixtas de crudo extrapesado:** 643 mil barriles diarios

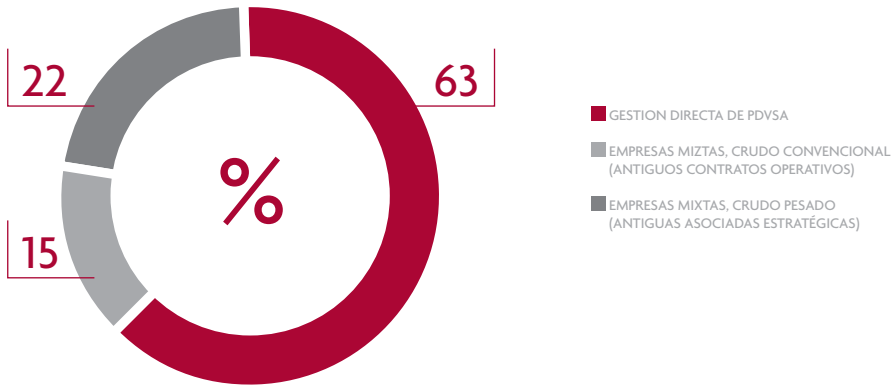
De acuerdo con la trayectoria que muestran las cifras oficiales, la producción de los proyectos directamente operados por PDVSA (gestión propia) alcanzó su máximo histórico en 1997, al situarse en 2,92 millones de barriles diarios. Sin embargo, a partir de 1992 y hasta 2005 la producción por gestión 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, 1990-2012
(MILLONES DE BARRILES DIARIOS)



Fuente: *(*)Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2010, 2011 y 2012, Informe Operacional y Financiero de PDVSA, 2009 y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2007-2008).*
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, 2012
(PORCENTAJES DE LA PRODUCCIÓN TOTAL)



Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012.*

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Proyectos con Terceros

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%.

2. Proyectos de crudo extrapesado

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO):

- Localización: sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas.
- Área geográfica: aproximadamente 55 mil kilómetros cuadrados.
- Área de explotación: cerca de 12 mil kilómetros cuadrados.
- Petróleo en sitio[12] : aproximadamente entre 914 millardos y 1,36 billones de barriles, además de los 37 mil millones de barriles que se tenían oficializados en 2005.
- Reservas 2012: 258.809 millones de barriles[7] .
  - Petróleo pesado: 3.935 mil millones de barriles.
  - Petróleo extrapesado: 254.874 mil millones de barriles.
- Gravedad promedio del crudo: 8,6 grados API.

[7] De acuerdo con el Servicio de Geología de los Estados Unidos (USGS) las reservas de la FPO podrían calcularse desde 380 hasta 650 mil millones de barriles basado en un factor de recobro alternativo de hasta el 45 por ciento (esta tasa de recuperación toma en cuenta avances tecnológicos que todavía no se han realizado).

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PDVSA y las empresas BP, Chevron, ConocoPhillips, 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 40 por ciento 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 60 por ciento de las acciones de cada empresa- así como la delimitación de las áreas destinadas a la operación-.

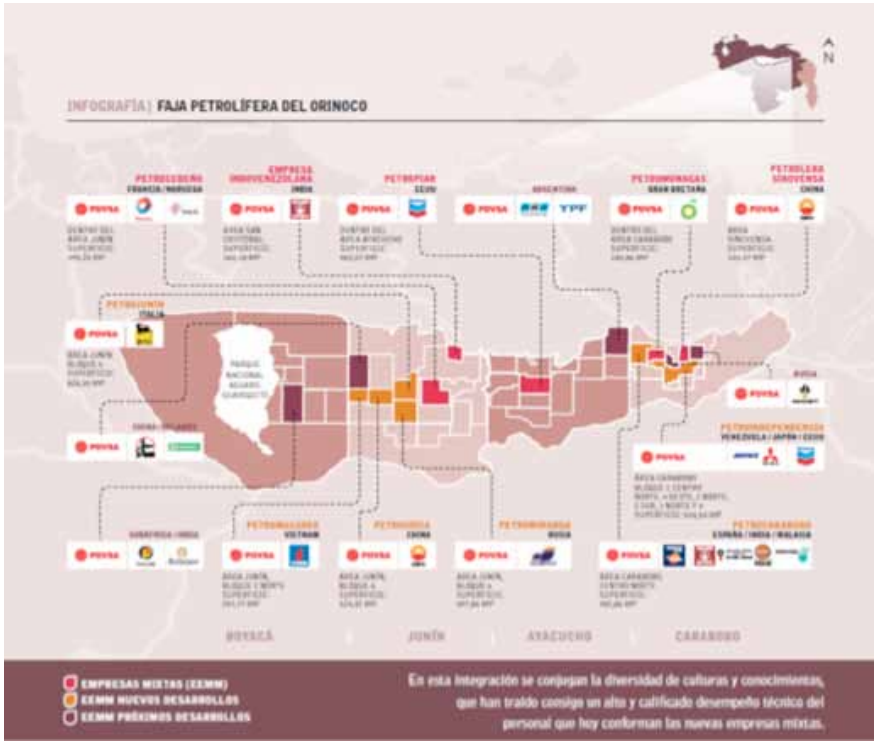
El tamaño de las áreas de explotación fue reducido para estimular un factor de recobro de al menos 20 por ciento.

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.

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.
- La FPO 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 28 empresas extranjeras, principalmente estatales. El resto de los bloques será cuantificado con esfuerzo propio de PDVSA.



Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012.*

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Proyecto Integral de Exploración

Este proyecto tiene como objetivo el descubrimiento e incorporación de reservas de hidrocarburos por 8.045 MMB y de 40.001 MMPCD de gas. El saldo al 31 de diciembre del año 2012 de las obras en progreso se ubicó en 535 millones de dólares.

Está conformado por los siguientes subproyectos:

Nombre Del Proyecto	Reservas de Petroleo Estimadas (MBD)	Reservas de Gas Estimadas (MMMPC)	Pozos Exploratorios Previstos	Inversión Estimada (MMUSD)	Avance del Proyecto (%)	Período
PIEX Fachada-Caribe	1798	15349	49	1343	4,40	2008-2021
PIEX Golfo de Venezuela Falcón	1813	11187	18	541	26,12	2010-2021
PIEX Anzoátegui Monagas Central Pantano	1136	3379	22	611	4,40	2007-2021
PIEX Norte Monagas Serranía	1242	4938	20	558	24,57	2007-2021
PIEX Trend Anaco Guárico	195	1286	7	349	2,05	2009-2019
PIEX Zulia Oriental Falcón	1075	1380	20	653	25,2	2007-2021
PIEX Centro Sur Sur	376	347	12	264	26,6	2007-2020
PIEX Centro Sur Norte	410	2135	25	478	18,4	2007-2018
TOTAL	**8045**	**40001**	**173**	**4707**		

Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012*

EMPRESAS MIXTAS HASTA 2012

Dirección Oriente	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	Anteriormente correspondía a
División Furrial	Petroquiriquire	21/08/2006	60	40	REPSOL	Convenio operativo Quiriquire
	Boquerón	11/10/2006	60	26,67	Boquerón Holdings	Convenio operativo Boquerón
				13,33	PEI	
División Costa Afuera	Petrowarao	09/08/2006	60	40	PERENCO	Convenio operativo Pedernales
	Petrosucre	19/12/2007	74	26	ENI	Convenio de exploración a riesgo y ganancias compartidas Golfo de Paria Oeste (CoroCoro)
	Petrolera Paria	19/12/2007	60	32	SINOPEC	Convenio de exploración a riesgo y ganancias compartidas Golfo de Paria Este (Posa)
				8	INE Oil & Gas INC	
	Petrolera Güiria	10/01/2008	64,25	19,5	ENI	Convenio de exploración a riesgo y ganancias compartidas Golfo de Paria Central
				16,25	INE Oil & Gas INC	

EMPRESAS MIXTAS HASTA 2012

Dirección Occidente	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	Anteriormente correspondía a
División Lago	Petroregional del Lago	11/08/2006	60	40	Shell	Convenio operativo Urdaneta
	Petro independiente	11/08/2006	74,8	25,2	Chevron	Convenio operativo LL-652
	Lagopetrol	05/12/2007	69	26,35 3,1 1,55	Hocol Ehcopek CIP	Convenio operativo B2X.70/80
	Petrowarao	09/08/2006	60	40	PERENCO	Convenio operativo Ambrosio
	Petrolera Sino-Venezolana	28/11/2006	75	25	CNPC	Convenio operativo Intercampo Norte
	Petrolera Bielovenezolana	14/12/2007	60	40	Unión de Empresas Productoras Belorusneft	Convenio operativo Bloque X
División Costa Occidental del Lago	Petroboscán	11/08/2006	60	39,2 0,8	Chevron INEMAKA	Convenio operativo Boscán
	Baripetrol	09/08/2006	60	17,5 17,5 5	Suizum PERENCO PFC	Convenio operativo Colón
	Petroperijá	21/09/2006	60	40	DZO	Convenio operativo DZO
	Petrowayu	04/09/2006	60	36 4	PETROBRAS Williams International Oil & Gas	Convenio operativo La Concepción
	Petrourdaneta**	03/04/2012	60	40	Odebrecht E & P	
División Costa Oriental del Lago	Petrocabimas	02/10/2006	60	40	SEPCA	Convenio operativo Cabimas
	Petrocumarebo	24/10/2006	60	40	PFC	Convenio operativo Falcón Este y Falcón Oeste
	Petrozamora**	04/05/2012	60	40	Gazprombank	
División Sur del Lago	Petroquiriquire	21/08/2006	60	40	REPSOL	Convenio operativo Mene Grande

EMPRESAS MIXTAS HASTA 2012

Dirección Faja	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	Anteriormente correspondía a
Dvisión Junín	Petrolera Indovenezolana	08/04/2008	60	40	ONGC	Convenio operativo San Cristóbal
	Petrocedeño	11/12/2007	60	30,32 9,677	Total StatoilHydro	Asociación estratégica Sincor
	Petroanzoátegui	21/02/2008	100			
	Petromiranda*	20/04/2010	60	40	Consorcio Nacional Petrolero	
	Petromacareo*	17/09/2010	60	40	Petrovietnam	
	Petrourica*	14/12/2010	60	40	CNPC	
	Petrojunín*	14/12/2010	60	40	ENI	
División Carabobo	Petrodelta	03/10/2007	60	40	HRN	Convenio operativo Monagas Sur
	Petrolera Sinovensa	01/02/2008	64,25	35,75	CNPC	
	Petromonagas	21/02/2008	83,33	16,67	BP	Asociación estratégica Cerro Negro
	Petrocarabobo*	25/06/2010	60	11 11 11 7	REPSOL PC Venezuela Petro carabobo Ganga Indoil Netherlands B. V.	
	Petro independencia*	25/06/2010	60	34 5 1	Chevron Japan Carabobo Uk Suelopetrol	
División Ayacucho	Petrokariña	31/08/2006	60	29,2 10,8	PETROBRAS Inversora Mata	Convenio operativo Mata
	Petroven-Bras	04/09/2006	60	40	PETROBRAS	Convenio operativo Acema
	Petroritupano	04/09/2006	60	22 18	PETROBRAS Venezuela US	Convenio operativo Oritupano-Leona
	Petronado	15/09/2006	60	26 8,36 5,64	CGC BPE KNOC	Convenio operativo Onado
	Petrocuragua	18/10/2006	60	28 12	CIP OPEN	Convenio operativo Casma-Anaco
	Petrozumano	06/11/2007	60	40	CNPC	Convenio operativo Zumano
	Petrolera Kaki	28/11/2006	60	40	INEMAKA	Convenio operativo Kaki
	Petrolera Vencupet*	03/12/2010	60	40	CUPET	
	Petrolera Sino-Venezolana	28/11/2006	75	25	CNPC	Convenio operativo Caracoles

EMPRESAS MIXTAS HASTA 2012

Dirección Faja (cont.)	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	Anteriormente correspondía a
División Ayacucho (cont.)	Petrolera Bielovenezolana	14/12/2007	60	40	Unión de Empresas Productoras Belorusneft	Convenio operativo Guara Este
	Petropiar	19/12/2007	70	30	Chevron	Asociación estratégica Ameriven
	Petrolera Venangocupet**	26/11/2012	60	40	Comercial Cupet, S. A. y Sonangol (46) Pesquisa & Producao, S. A.	
División Boyacá	Petroguárico	25/10/2006	70	30	Teikoku	Convenio operativo Guárico Oriental

Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012.*
**Detalles del Proyecto en Energía en Cifras 2009-2011*
***Nueva EM Campo Maduro*
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.*

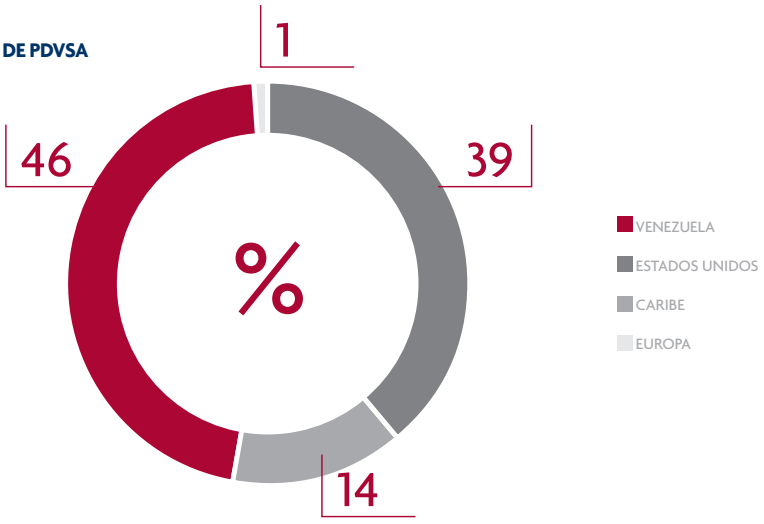
REFINACIÓN

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 2012

De esta cifra, las refinerías ubicadas en el país tienen capacidad para procesar 1,3 MMBD. El resto de la capacidad corresponde a las refinerías localizadas en el Caribe, Europa y Estados Unidos, las cuales tienen una capacidad total de 469 mil barriles diarios, 67 y 1,428 millones de barriles diarios, respectivamente.

	REFINERÍA	CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO (MBD)	UBICACIÓN
NACIONAL	Centro de Refinación de Paraguaná CRP (Refinerías Amuay y Cardón)	955	Falcón
	Puerto La Cruz	187	Anzoátegui
	El Palito	140	Carabobo
	Bajo Grande	16	Zulia
	San Roque	5	Anzoátegui
Total nacional		1.303	
EXTRATERRITORIAL[8]	Isla|	335	Curazao
	Camilo Cienfuegos	32	Cuba
	Jamaica	17	Jamaica
	Haina	17	República Dominicana
	Lake Charles	425	Estados Unidos
	Corpus Christi	157	Estados Unidos
	Lemont	167	Estados Unidos
	Chalmette	92	Estados Unidos
	Saint Croix	248	Estados Unidos
	Nynashamn	15	Suecia
	Gothenburg	5	Suecia
	Dundee	4	Escocia
	Eastham	5	Inglaterra
Total extraterritorial		1.519	
Capacidad total de refinación de PDVSA		2.822	

CAPACIDAD MUNDIAL DE REFINACIÓN DE PDVSA (PARTICIPACIÓN POR REGIÓN), 2012



Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012.*

REFINACIÓN

Refinerías de PDVSA en el mundo, 2012

Refinería	Ubicación	Empresa	Capacidad de Refinación (MBD)	Capacidad de refinación correspondiente a PDVSA (MBD)	Participación
Lake 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[2]	184	92	50%
Saint Croix	Estados Unidos	Hovensa[3]	495	248	50%
Camilo Cienfuegos[4]	Cuba	CUVENPETROL	65	32	49%
Jamaica[5]	Jamaica	Petrojam	35	17	49%
Isla[6]	Curazao	PDVSA	335	335	100%
Haina[7]	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%
Gothenburg	Suecia	Nynas	11	5	50%

Fuente: *Informe Operacional y Financiero PDVSA 2012.*
(1) Una empresa mixta con Deutsche BP GmbH.
(2) Una empresa mixta con ExxonMobil Co.
(3) Una empresa mixta con Hess Co.
(4) Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.
(5) Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ).
(6) Arrendado en 1994. El contrato de arrendamiento termina en el año 2019.
(7) Una empresa mixta con Refidomsa

Volumen de petróleo procesado e insumos destinados a procesos y mezclas, 2011 – 2012

Refinación Nacional	Volumen de petróleo procesado - 2012 (MBD)	Volumen de petróleo procesado - 2011 (MBD)	Insumos destinados a procesos y mezclas - 2012 (MBD)	Insumos destinados a procesos y mezclas - 2011 (MBD)
Centro de Refinación Paraguaná (CRP)	638	699	103	78
Refinería Puerto La Cruz	171	169	56	62
Refinería El Palito	127	127	101	91
Total	**936**	**995**	**260**	**231**

Refinación Internacional	Volumen de petróleo procesado - 2012 (MBD)	Volumen de petróleo procesado - 2011 (MBD)	Insumos destinados a procesos y mezclas - 2012 (MBD)	Insumos destinados a procesos y mezclas - 2011 (MBD)
CITGO Petroleum Corporation*	637	659		
Refinería Chalmette	133	131		
Refinería Saint Croix	**	283		
Refinería Isla	165	164	11	6
Refinería Camilo Cienfuegos	55	55		
Refinería Jamaica	23,8	24,5		
Refinería Haina	24,6	26,2		
Nynas***	55,7	56,6		
Total	**1094,1**	**1399,3**	**11**	**6**

Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012 y 2011.*
**Refinerías Lake Charles, Corpus Christi y Lemont.*
***Cerró operaciones en febrero de 2012.*
****Refinerías Dundee, Eastham, Nynashamn y Gothenburg.*

Exportaciones de crudo y productos refinados de Venezuela alcanzaron 2,568 millones de barriles diarios en 2012

COMERCIALIZACIÓN

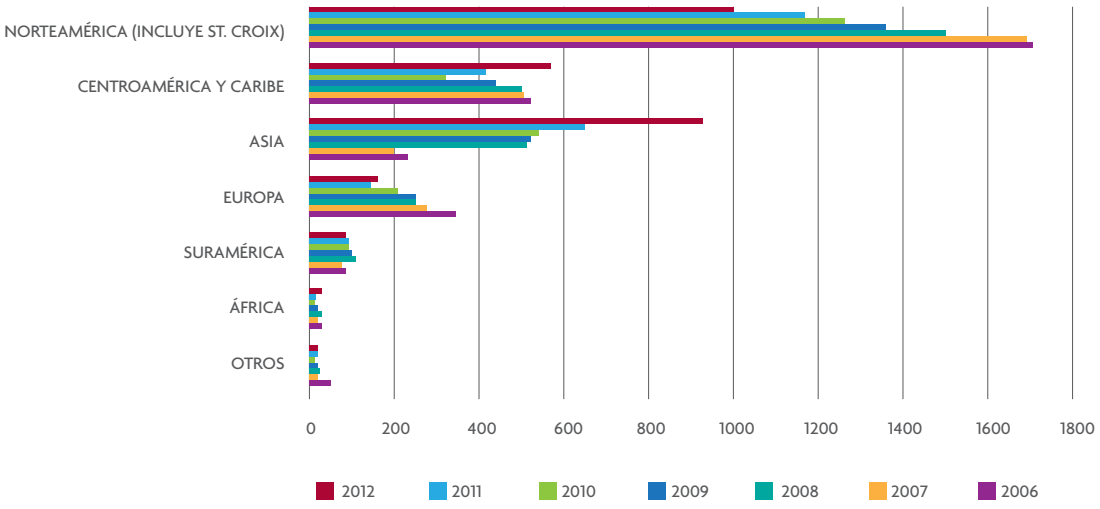
De acuerdo con cifras oficiales, las exportaciones de crudo y productos refinados de Venezuela alcanzaron 2,568 millones de barriles diarios en 2012 que incluyen:

- **Crudos:** 2,060 millones de barriles diarios
- **Productos refinados y líquidos del gas natural:** 508 mil barriles diarios

Del total exportado fueron comercializados por región:

- **Norteamérica:** 1,002 millones de barriles diarios
- **Centroamérica y el Caribe:** 564 mil barriles diarios
- **Asia:** 924 mil barriles diarios
- **Europa:** 156 mil barriles diarios
- **Suramérica:** 73 mil barriles diarios
- **África:** 21 mil barriles diarios
- **Otros:** 13 mil barriles diarios

EXPORTACIONES DE VENEZUELA DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS REFINADOS POR REGIÓN DE DESTINO, 2006 – 2012 (MBD)



Fuentes: *Informe Operacional Financiero de PDVSA del año 2007 e Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012.*

COMERCIALIZACIÓN

EXPORTACIONES DE PRODUCTOS POR TIPO, 2005-2012 (MBD)

Tipo de producto	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Gasolinas y naftas	30	46	49	48	69	80	95	87
Destilados	43	64	63	108	104	133	140	162
Combustible residual fuel oil	258	268	215	297	227	160	174	189
Asfalto	5	1	0,3	1	0	10	16	20
Kerosene/Turbocombustibles/Jet	57	66	59	59	64	59	58	60
Otros	40	33	43	33	61	74	82	60

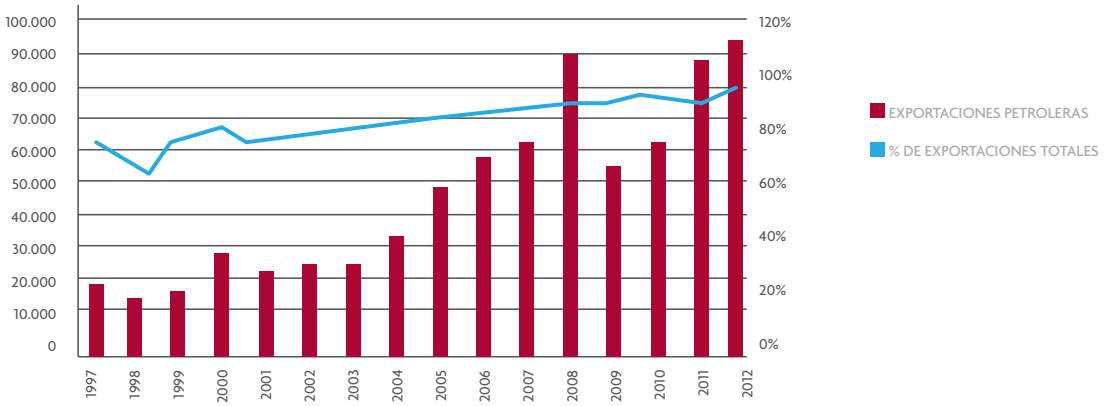
Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012.*

En 2012
las exportaciones petroleras representaron el 96% del total del valor de las exportaciones del país

LAS POLÍTICAS FISCALES Y EL SECTOR PETROLERO

En 2012 las exportaciones petroleras representaron el 96 por ciento del total del valor de las exportaciones de Venezuela. El total de las exportaciones petroleras fue mayor que en 2011 al aumentar en 5,7 por ciento. Las exportaciones petroleras se tradujeron en un aporte a la nación de MMUS$ 29.020 (tributario y no tributario), reduciéndose aproximadamente un 47 por ciento con respecto al año anterior. Estos aportes representaron MMUS$ 19.995 a impuestos, MMUS$ 8.311 al FONDEN y MMUS$ 9.025 fueron destinados a programas de desarrollo social.

EXPORTACIONES PETROLERAS DE VENEZUELA, 1997-2012
(MILLONES DE DÓLARES Y COMO PORCENTAJE DE LAS EXPORTACIONES TOTALES)



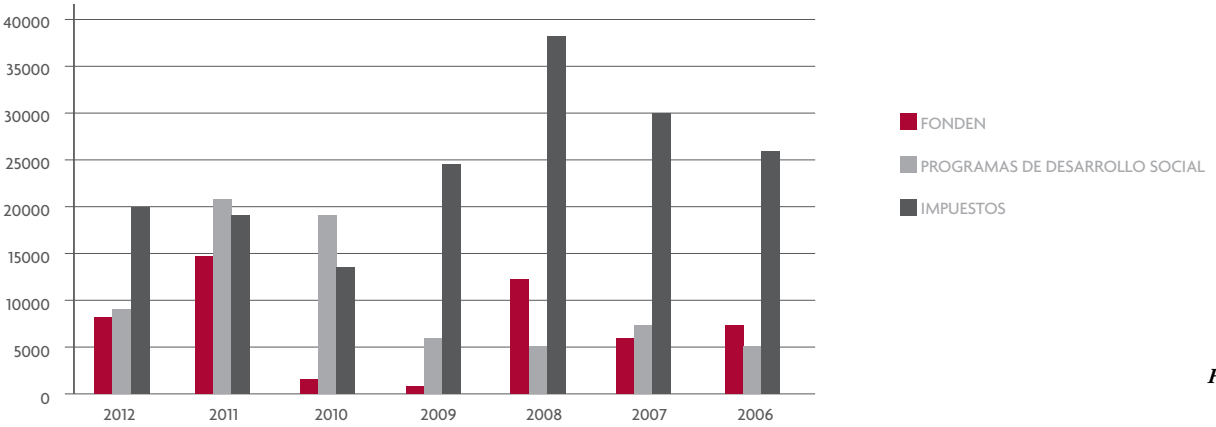
Fuente: *BCV e Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012.*

En cuanto al gasto social de PDVSA y aportes al FONDEN[9] según cifras oficiales éste fue incrementándose a lo largo del período 2004 – 2008, disminuyó en un 62 por ciento en el 2009, alcanzando el máximo histórico en 2011 superando los MMUS$ 35 mil , para representar 17.336 durante 2012, año en el que disminuyó en 51 por ciento.

Por otra parte, su porcentaje como proporción del PIB, luego de pasar de 1,12 por ciento en 2004 a 7,52 por ciento en 2006, a 1,08 por ciento del PIB total en 2009 y alcanzó su máximo histórico al situarse en 8,57 por ciento del PIB en 2010, posteriormente se redujo a 6 por ciento para los años 2011 y 2012.

[9] Según el último Informe Operacional y Financiero de PDVSA sólo hubo aportes al Fonden en los años 2007- 2011.

APORTES A LA NACIÓN POR TIPO



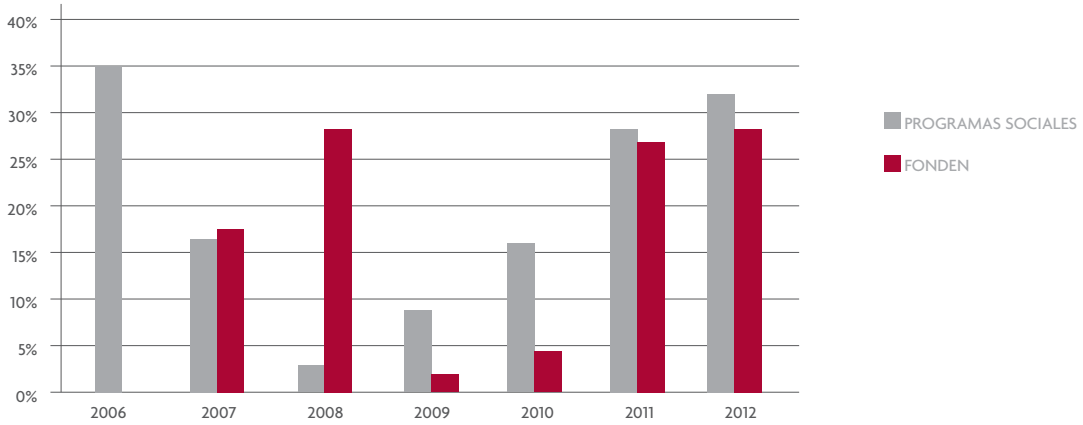
Fuente: *Informe sobre la gestión y resultados de PDVSA 2012.*

PDVSA: INFORMACIÓN FINANCIERA 2005 -2012 (MILLONES DE DÓLARES)

	2005	2006*	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas	82.915	99.252	96.242	125.499	73.819	94.929	124.754	121.480
Ganancia Venta de Refinería	-	1.432	-	998	-	-		
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	1.074	1.120	732	-153	139	184	278	-64
Compras de petróleo crudo y productos	32.001	38.778	28.137	44.600	25.392	34.017	39.783	40.012
Costos de operación**	14.152	14.879	15.112	16.581	15.482	12.039	14.718	23.014
Gastos***	5.487	5.824	6.720	10.192	10.736	9.766	10.690	11.183
Gastos Financieros, neto	n/d	n/d	n/d	200	-5.038	8.391	2.884	249
Intereses minoritarios	14	458	902	1.962	1.474	n/d	n/d	n/d
Regalías y otros impuestos	13.318	18.435	21.981	23.371	12.884	13.904	17.671	17.730
Gastos de desarrollo social	6.909	13.784	14.102	14.733	3.514	7.018	30.079	17.336
Impuesto sobre la renta	5.793	4.031	5.017	4.280	3.310	3.849	2.007	7.279
Ganancia de operación descontinuada, neto de impuesto	154	20	101	57	-234	n/d	1.353	
Pérdida en operaciones descontinuadas, neta de impuesto	n/d	n/d	n/d	-655	-1.274	-558	n/d	
Ganancia neta	**4.335**	**3.212**	**4.809**	**9.413**	**4.498**	**3.164**	**4.496**	**4.215**

Fuente: *Informe de Gestión Anual 2012.*
** **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 gatos 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.*

IMPORTANCIA DE LAS CONTRIBUCIONES SOCIALES DE PDVSA 2007-2012 COMO PORCENTAJE DE APORTES TOTALES A LA NACIÓN



Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012.*

Las ventas durante el 2012 se redujeron de 124.754 millones de dólares en 2011 a 121.480 millones en el 2012 reflejando una reducción del 2,6 por ciento. En el caso de las regalías y otros impuestos se observó un aumento del 0,035 por ciento de 17.671 millones de dólares en 2011 a 17.730 millones en el 2012. Por otra parte, el impuesto sobre la renta reflejó un incremento de 263 por ciento en este mismo periodo. Los gastos para el desarrollo social se redujeron de 30.079 millones en el 2011 a 17.366 millones en 2012.

El Plan de Inversiones: Siembra Petrolera

PDVSA anunció en el año 2005 el Plan Siembra Petrolera 2005-2012, 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 2012 debió haber alcanzado 5,837 MMBD, lo cual es casi el doble de la producción alcanzada en 2012.

En el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012, se anuncia un nuevo Plan Siembra petrolera 2012-2019.

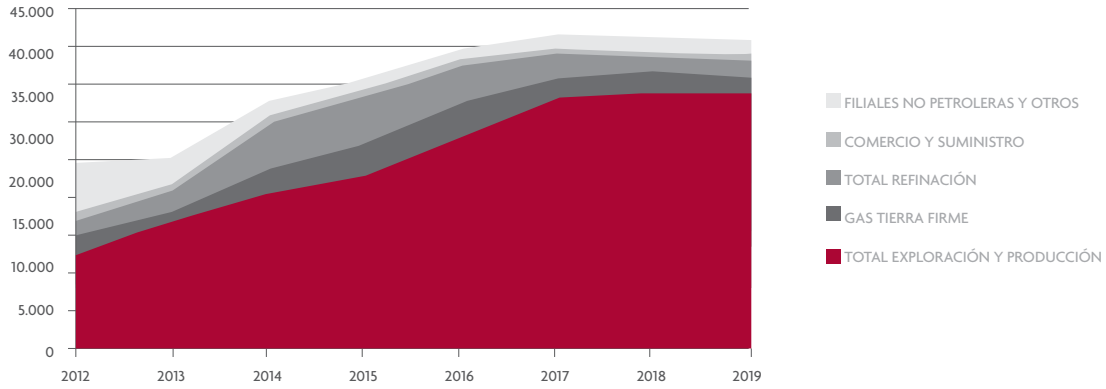
Metas para el Año 2019

- Incrementar el nivel de producción de crudo a 6.000 MMBD en 2019, de los cuales 4 MMBD provendrán de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Aumentar la producción de gas natural a un volumen de 11.947 MMPCD, logrando un significativo aporte de la explotación de las reservas localizadas en el Cinturón Gasífero de nuestro mar territorial.
- Incrementar la producción de Líquido del Gas Natural a 255 MBD.
- Elevar la capacidad de refinación en el sistema nacional a 2,2 MMBD y a nivel internacional a 2,4 MMBD, para una capacidad total de 4,6 MMBD.
- Alcanzar un nivel de exportaciones de crudo y productos de 5,6 MMBD.
- Desarrollar de forma sistemática y sustentable la capacidad industrial de bienes y servicios requeridos por las actividades medulares de hidrocarburos.
- Consolidar la capacidad propia de transporte de crudo y productos.

Montos y esquema de inversión

PDVSA calcula que la ejecución del Plan requerirá una inversión de aproximadamente 256.986 millones de dólares en el período 2013 - 2019. De ese monto, PDVSA estima proveer cerca del 81 por ciento, el restante 19 por ciento será aportado por los socios. Del total de las inversiones 74 por ciento se invertirá en Exploración y Producción, 9 por ciento serán invertidos en PDVSA Gas, 10 por ciento en Refinación, 2 por ciento en Comercio y Suministro, y el 5 por ciento restante en Otras Organizaciones.

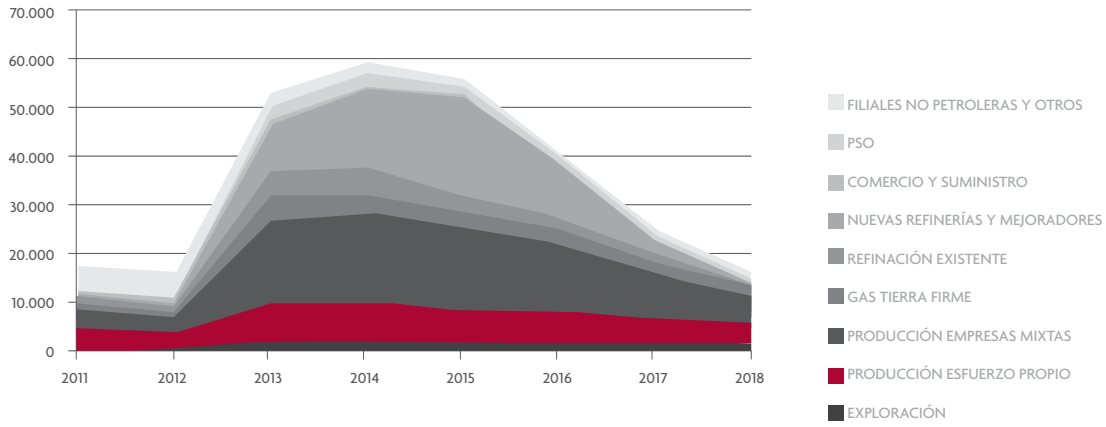
DESEMBOLSOS PROYECTADOS POR INVERSIONES (MM USD) 2012 - 2019



Al desagregar el plan de inversiones proyectadas 2012-2019 se observa un importante esfuerzo creciente en exploración y producción hasta 2018, así como un esfuerzo de refinación concentrado entre 2014-2018. La inversión en filiales no-petroleras tenderá a reducir su tasa de crecimiento hasta estabilizarla en torno a 2014.

Debe señalarse la abrupta reducción de detalle en la información de desembolsos planificados, respecto al Informe de Gestión de 2011. Además de reducirse las categorías, el perfil intertemporal de las inversiones cambió considerablemente. A continuación se presenta el gráfico de 2011.

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES (MM USD) 2011 - 2018



Fuente: *Informe de Gestión de PDVSA 2012.*
Nota: *Los desembolsos por inversiones no aparecen en el detalle del Plan de Inversiones, sin embargo los proyectos si son mencionados a lo largo del Informe.*
Nota 2: *El Proyecto Socialista del Orinoco 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.*

EL SECTOR GAS

LOS NÚMEROS DEL GAS EN 2012

- **Reservas de gas:** 196,4 billones de pies cúbicos, de los cuales 58,42 billones de pies cúbicos están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco y 35,95 billones de pies cúbicos están asociados a crudo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure.
- **Producción de gas:** 7.327 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 2.871 son reinyectados.
- **Tasa Reservas/Producción:** 61 años.
- **Precio promedio del gas en Venezuela 2011:** 0,53$/MPC.

- **Proyectos de exploración y explotación costa afuera:**
  - Proyecto Rafael Urdaneta (Falcón)
  - Proyecto Plataforma Deltana
  - Proyecto Gas Natural Licuado (GNL)
  - Proyecto Golfo de Paria Oeste y Punta Pescador
  - Proyecto Blanquilla-Tortuga.

- **Proyectos tierra firme:**
  - Proyecto Gas Anaco
  - Proyecto Gas San Tomé
  - Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose
  - Planta de Extracción Profunda Soto
  - IV Tren de San Joaquín
  - Pirital I
  - Manejo y Disposición de CO^2
  - Gasoducto Nor-Oriental de Gas G/J José Francisco Bermúdez (SINORGAS)
  - Ampliación del Sistema de Transporte Bajo Grande Ulé Amuay
  - Interconexión Centro-Occidente (ICO) Tramo Ulé Amuay
  - Gasificación Nacional

Reservas de gas
58,42 billones de pies cúbicos asociados a la faja petrolífera del Orinoco

ENTORNO INSTITUCIONAL

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 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 Naciona (Artículo 156, Numeral 29).

Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, LOHG (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 (Artículos 5).
- El Ministerio 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 de Petróleo y Minería, junto al Ministerio de la Producción y el 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 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)

- Esta licencia es otorgada por el Ministerio 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)

- 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 hidrocarburados contenidos en los hidrocarburos gaseosos y el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

ACTORES PRINCIPALES

Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y la 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 MPPPM 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.

ChevronTexaco, Statoil, Total, Petrobrás, 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.

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 50 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 2.000,00 15 por ciento
  Por la fracción que exceda de 2.000,00 hasta 3.000,00 22 por ciento
  Por la fracción que exceda de 3.000,00 34 por ciento

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 por ciento) 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.
- 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: 1 por ciento del valor del gas no asociado.
Contraprestación especial para el Estado: 10 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 2013, nuestro país tiene aproximadamente 196,4 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 300 billones de pies cúbicos. Es importante destacar que las cuantiosas reservas de gas de lutitas (shale gas en inlés) todavía no han sido incorporadas a estas cifras. Así mismo, basándose en las cifras de BP, Venezuela posee 73 por ciento de las reservas de gas de Centro y Suramérica y 3 por ciento de las reservas mundiales.

Reservas, producción y consumo comprado de gas, 2012

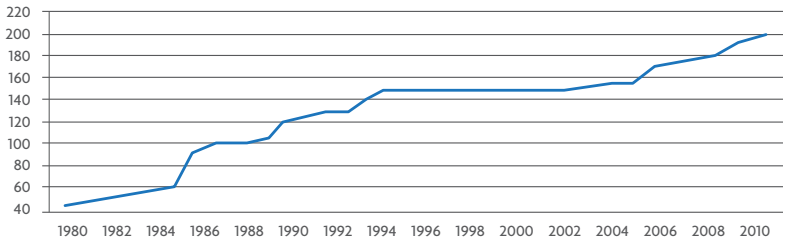
	RESERVAS (BPC)	PRODUCCIÓN (MMMPCD)	CONSUMO (MMMPCD)
MUNDO	6614,1	324,6	319,8
CENTRO Y SUR AMÉRICA	268,3	17,1	15,9
VENEZUELA	196,4	3,2	3,4

bpc: *billones de pies cúbicos*
mmmpcd: *miles de millones de pies cúbicos diarios.*

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2013.*

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 1%. A partir del año 2006 se han observado importantes adiciones con un aumento del 15 por ciento en los últimos cinco años.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL, 1985-2012 (BILLONES DE PIES CÚBICOS)



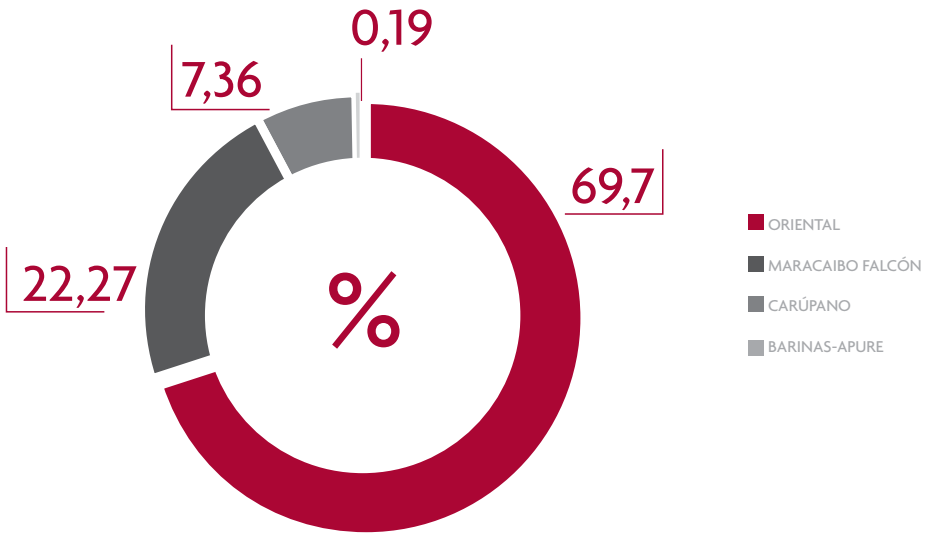
Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2013.*

PDVSA: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Según el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012, las reservas de gas certificadas en Venezuela actualmente ascienden a 196.409 mil millones de pies cúbicos, aproximadamente 30 por ciento de las cuales están asociadas a la FPO .
Durante el año 2012 se incorporaron 2.747 millones de pies cúbicos de gas, 89 por ciento de los cuales proviene de revisión de yacimientos ya existentes. El 11 por ciento restante fue por descubrimiento de nuevos yacimientos.

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.
En la siguiente gráfica pueden ver la distribución por cuencas de las reservas de gas natural.

DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS POR CUENCA, 2012



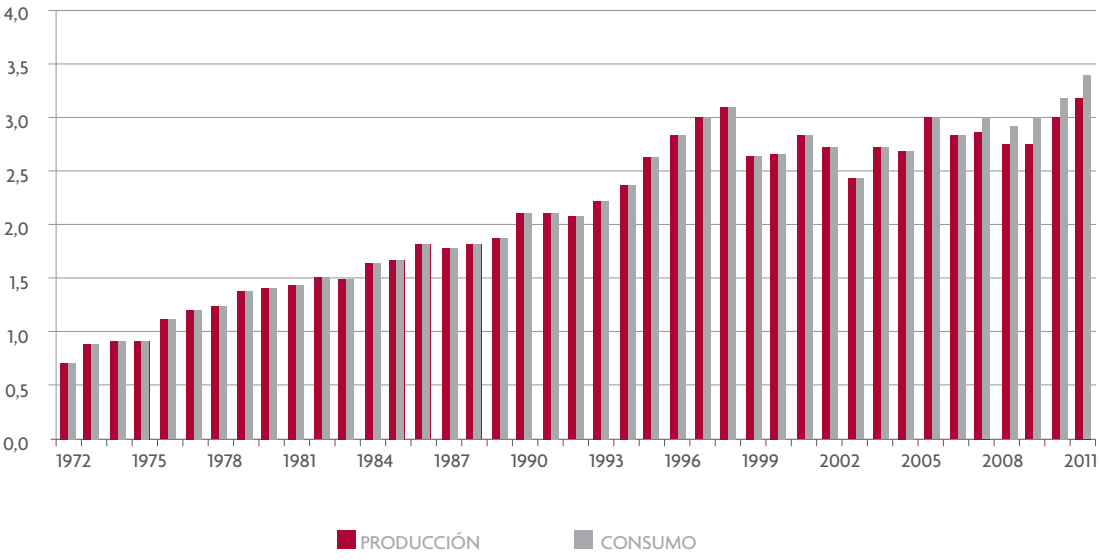
Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012*

Producción y Consumo

Según el Informe de Gestión Anual 2012 de PDVSA, en 2012, la producción de gas natural en el país fue de 7.327 millones de pies cúbicos de gas al día, 38,18 por ciento de los cuales fueron reinyectados a los yacimientos, con lo cual la producción neta de gas fue de 4.456 millones de pies cúbicos diarios.

La producción de gas venezolana representa alrededor del 19 por ciento de la producción de Centro y Sur América y el 1 por ciento de la mundial.
Entre 1970 y 1998 tanto la producción como el consumo se incrementaron sostenidamente.
En 1999 sufrieron una caída, logrando una progresiva recuperación, para caer nuevamente en 2003 y desde entonces ambos se han mantenido en niveles alrededor de los 3.000 MMPCD .
Para el año 2012 la producción fue de 3.200 MMPCD[10] y el consumo 3.400 MMPCD.

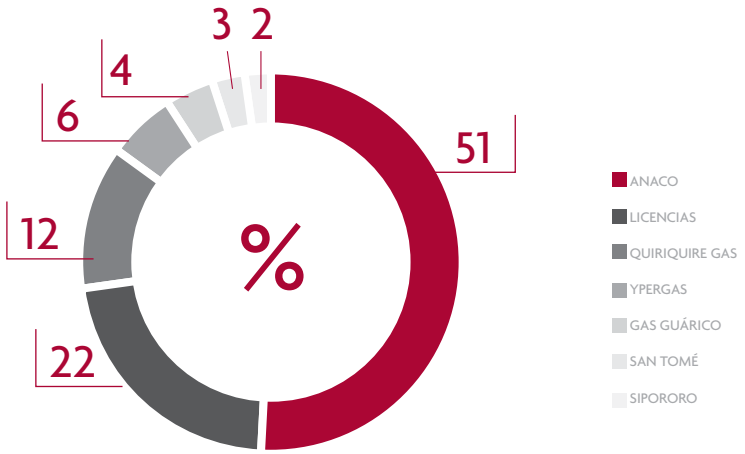
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL, 1970-2010



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy, 2013*

En los últimos años, el consumo ha superado las cantidades de gas producidas en el país teniendo que recurrirse a la importación.

PRODUCCIÓN PDVSA GAS, 2012

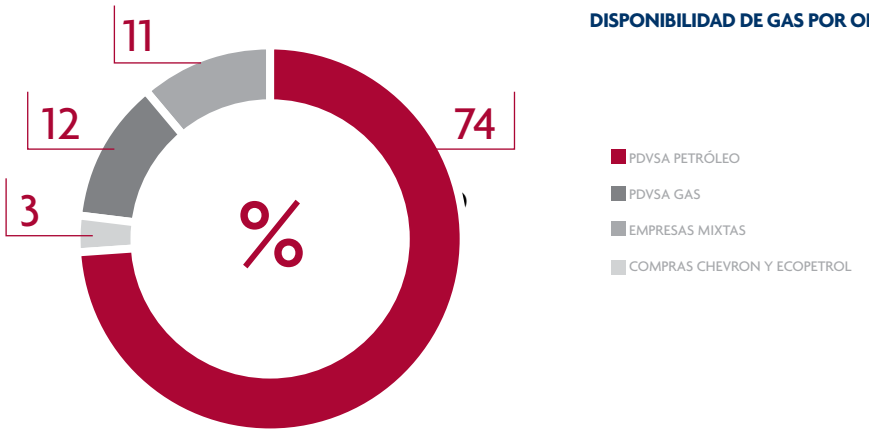


Fuente: *Fuente: Informe de Gestión PDVSA 2012*

[10] *Excluyendo reinyección.*

A partir de 2008 Venezuela comenzó a recibir gas de Colombia a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, por medio del cual durante 2012 recibió de las empresas ECOPETROL y Chevron en promedio 187 millones de pies cúbicos diarios de gas, con lo cual se dispuso de un total de 7.514 millones de pies cúbicos diarios de gas (MMPCD).

DISPONIBILIDAD DE GAS POR ORÍGEN, 2012



Del total de gas natural disponible en 2012, 28 por ciento fue destinado al mercado interno para satisfacer las necesidades de los sectores eléctrico, siderúrgico, cemento, aluminio, doméstico, comercializadoras y petroquímico.

Transporte y distribución

El sistema de transmisión y distribución de gas metano en Venezuela está constituido por una red de gasoductos integrada por 5.031 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*
- *Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte*

Con estas instalaciones para el 2012 se atendió la demanda de más de 353.000 usuarios comerciales y residenciales, estando ubicado el 91 por ciento de ellos en La Gran Caracas.

En el año 2012 se incorporaron 521 Km de tuberías nuevas:

- Etapa I del gasoducto en construcción G/J José Francisco Bermúdez, Tramo Barbacoa-Cumaná-Margarita: 295 Km.
- Nuevo lazo Morón-Barquisimeto (ENELBAR IV):
  - Fase I - 55 Km (completada)
  - Fase II – 22 Km
- Gasoducto en construcción Altagracia-Arichuna, de la ampliación del sistema Anaco-Barquisimeto tramo Altagracia (N50) – Guatopo (N-A10): 13 Km.
- Ampliación del sistema Anaco - Puerto Ordaz:
  - Gasoducto Soto-Epa: 29 Km
  - Gasoducto tramo West Lejos-Morichal: 37,7 Km
  - Gasoducto tramo Morichal – Mamo: 34,7 Km
- Ramal de distribución de gas metano hacia la Planta Ezequiel Zamora: 2,6 Km.
- Ramal de distribución de gas metano hacia la Planta Termoeléctrica La Raisa: 5 Km.
- Ramal de distribución de gas metano hacia la Planta Termoeléctrica El Sitio: 1,7 Km.
- Ramal de distribución de gas metano hacia la Planta San Diego de Cabrutica: 25 Km.

El Gas Doméstico

Según información de PDVSA Gas Comunal, 95 por ciento de las familias venezolanas emplean el gas licuado de petróleo (GLP) como fuente de energía. En diciembre de 2007 fue creada PDVSA Gas Comunal, así Tropigas y Vengas, las dos mayores empresas distribuidoras, fueron adquiridas por la filial estatal

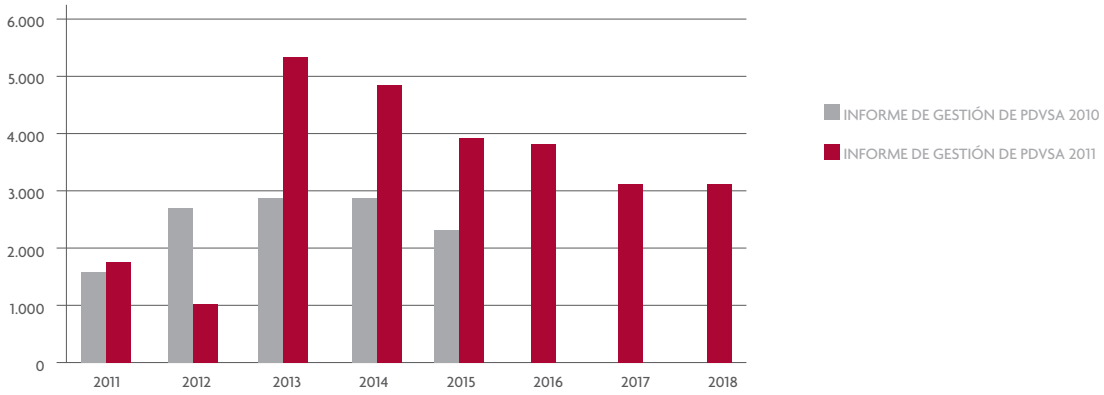
De acuerdo al último informe de PDVSA, PDVSA Gas Comunal tiene 60 de las 86 plantas de llenado de GLP a nivel nacional, suministró en 2012 un total de 42 MDB a nivel nacional, aumentando en 5 por ciento con respecto a 2011, de los cuales 35,42 MDB corresponden a PDVSA Gas Comunal y 6,25 MDB al sector privado.

Inversión

El desarrollo gasífero de Venezuela es parte del Plan Siembra Petrolera 2012-2018. Dos de sus ejes fundamentales son el desarrollo del Gas Costa Afuera para satisfacer el mercado interno y la absoluta soberanía sobre el recurso petrolero y gasífero. De acuerdo al Plan, las metas establecidas para el 2019 en materia de gas son: aumentar la producción de gas natural a 11.947 MMPCD e incrementar la producción de LGN a 255 MBD.
En estos ámbitos se agrupan los principales proyectos de inversión en el sector gas.

En el 2010 se invirtieron 1.305 millones de dólares en Desarrollo de Gas en Tierra un 16 por ciento menos de lo planeado en 2009, mientras que en el 2011 la inversión real fue de 1.601 millones, un 6 por ciento superior a lo contemplado en el plan de inversión 2010 para el desarrollo de Gas en Tierra Firme. A partir del año 2010 no se reportaron los montos de las inversiones en Desarrollo de Gas Costa Afuera.
El total de desembolsos por inversiones de gas en Tierra proyectados para el periodo 2012-2018 se ubicó en 25.425 millones de dólares. No obstante, en 2012 se observa un reajuste de ese Plan, ya que la inversión reflejada en el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012 solamente contempla desembolsos por inversiones en PDVSA Gas. Para 2012 el monto fue de 2.682 millones de dólares y se proyecta que el total para el periodo 2013-2018 sea 22.048 millones de dólares, 13 por ciento inferior a lo propuesto en el Plan 2012-2018.

DESEMBOLSO PROYECTADO POR INVERSIONES EN DESARROLLO DE GAS EN TIERRA 2011-2018 (MILLONES DE DÓLARES)



Fuente: *Informe de Gestión PDVSA 2010 y 2011.*

PDVSA: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Principales proyectos de PDVSA Gas

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Situación Actual
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.	Golfo de Venezuela y noreste del Estado Falcón	*
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 Incluye la infraestructura de transporte hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho	Delta Amacuro	*
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 Paria, Sucre	*
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.	Nueva Esparta y Delta Amacuro	*
Gas Anaco	Incluye construcción de 5 Centros Operativos para recolectar, comprimir y transferir una producción potencial de 2.559 y 34,55 MBD de crudo liviano	Anzoátegui y Monagas	54%
Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento de Jose	Contempla la construcción de un nuevo tren de fraccionamiento de LGN de 50 MBD en la planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.	Anzoátegui y Monagas	Avance en Poliducto San Joaquín-Jose
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 550 MMPCND/152 MBHP	Anzoátegui	15%

PDVSA: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Principales proyectos de PDVSA Gas

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Situación Actual
Planta de Extracción Profunda Soto	El proyecto tiene como objetivo la instalación de una planta modular de extracción Profunda de LGN y los Servicios Auxiliares del Modulo I y II, con capacidad para procesar 200 MMPCD de gas y producir 15 MBD de LGN.	Anzoátegui	45%
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	39%
Pirital I	El proyecto tiene como objetivo ejecutar la construcción y puesta en marcha de una planta de extracción profunda con recobro de etano, para la extracción de LGN, con una capacidad de procesamiento de 1.000 MMPCD de Gas Natural, generando 42 MBD de LGN.	Monagas	8,33%
Manejo y Disposición de CO^2	Instalación de unidades capaces de disminuir el contenido de CO^2 en el gas de procesamiento, para cumplir con la nueva normativa de transmisión de gas a venta y en conformidad con estándar COVENIN 3568 que entra en vigencia en 2013.		4%
Interconexión Centro-Occidente (ICO) Tramo Ulé - Amuay	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) para transmitir 520 MMPCED adicionales de gas desde Oriente hasta Occidente.	Centro, Oriente, Occidente	88%
Ampliación del Sistema de Transporte Bajo Grande Ulé Amuay	Ampliar la capacidad de transporte de 220 MMPCED a 620 MMPCED, para lograr elcumplimiento de los compromisos de entrega de gas de carácter nacional e internacional	Falcón, Zulia	33%

PDVSA: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Principales proyectos de PDVSA Gas

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Situación Actual
Gasoducto Nor-Oriental G/J José Francisco Bermúdez (SINORGAS)	Construcción de infraestructura necesaria para incorporar el gas proveniente de desarrollos costa afuera en la región nororiental del país al mercado interno.	Anzoátegui, Sucre, Monagas y Nueva Esparta	51%
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	46%

Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA 2009, 2010, 2011 y 2012.*
** No aparece reportado en el Informe de Gestión de PDVSA de 2012 por lo tanto la información no está actualizada.*

Proyectos de Ampliación de Sistema de Transporte

Nombre del proyecto	Descripción	Ubicación	Situación Actual
Anaco - PLC (Fase I y II)	Construcción de infraestructura requerido para el transporte de gas metano necesario, con el objetivo satisfacer la demanda de gas futura.	Anzoátegui	96%
Anaco - Puesto Ordaz (Gasoducto Epa Soto)		Anzoátegui y Bolívar	91%
Gasoducto Tramo West Lejos - Morichal - Mamo		Monagas	95%
Anaco - Barquisimeto		Oriente y Occidente	32,25%

Fuente: *Informe de Gestión Anual de PDVSA 2012.*

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

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 para la Energía y Petróleo, con la colaboración de Ministerio del Poder Popular para la Producción y el Comercio, según las recomendaciones de Enagas.

En 2006 se estableció que para el año 2007, los precios debían alcanzar aproximadamente Bs. 26,86 por metro cúbico. La nueva meta se estableció en Bs. 45,42 por metro cúbico para el año 2015.

	Nacionales* (regulados para 2011)		**Internacionales (Enero de 2011)*** **		**Nacionales* (regulados para 2012)**		**Internacionales (Enero 2012)*** **		**Nacionales* (regulados para 2013)**		**Internacionales (Enero 2013)*** **	
	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate****	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate****	Anaco	Lago	Henry Hub	NYC Gate****
Centro de despacho Anaco	0,31	0,62	2,97	5,06	0,33	0,66	2,67	4,85	0,35	0,7	3,3	4,52
Promedio	0,47		4,02		0,50		3,76		0,53		3,91	

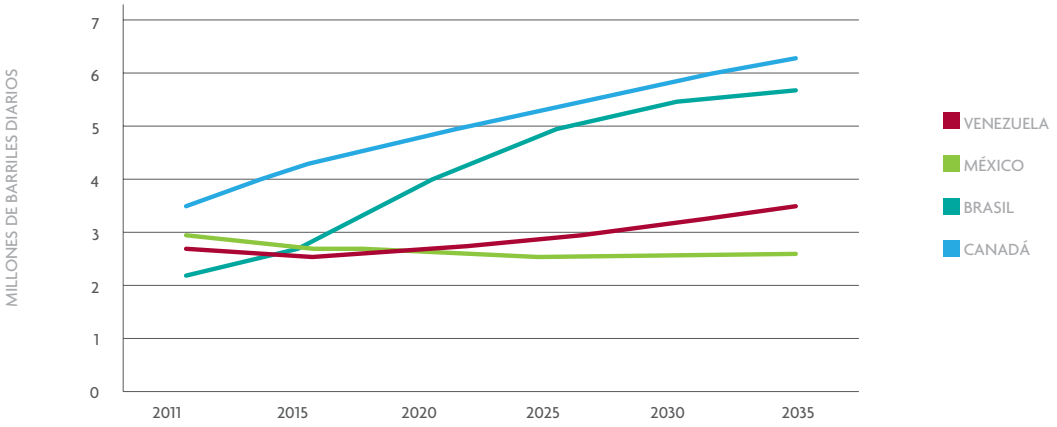
Fuente: *Precios nacionales: Gaceta Oficial 38.401; precios internacionales: Bloomberg*
**Gas doméstico*
**** Precios al 31 de Diciembre*
***** Precios promedio mensual enero*

PROYECCIONES 2011 – 2035 / PETRÓLEO

A continuación se presenta un conjunto de proyecciones estimadas por la AgenciaInternacional de Energía para el período 2011 – 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 se presenta la comparación gráfica entre los prospectos de producción de Venezuela respecto a la región y algunos miembros de la OPEP.

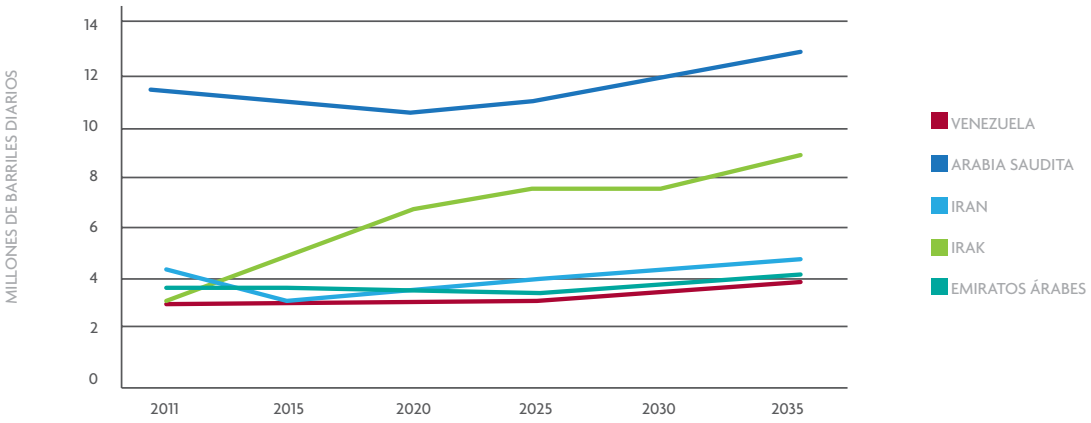
PRODUCCIÓN PROYECTADA VENEZUELA - AMÉRICA



Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, 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, una tendencia declinante para el tercero. A partir de 2025 la producción brasilera se estancará. En el caso de Canada, se observa una tendencia creciente y estable de la producción petrolera, atendiendo a los desarrollos de crudos no-convencionales en las Arenas Bituminosas de Athabasca, como se observará en gráficos posteriores.

PRODUCCIÓN PROYECTADA VENEZUELA – OPEP

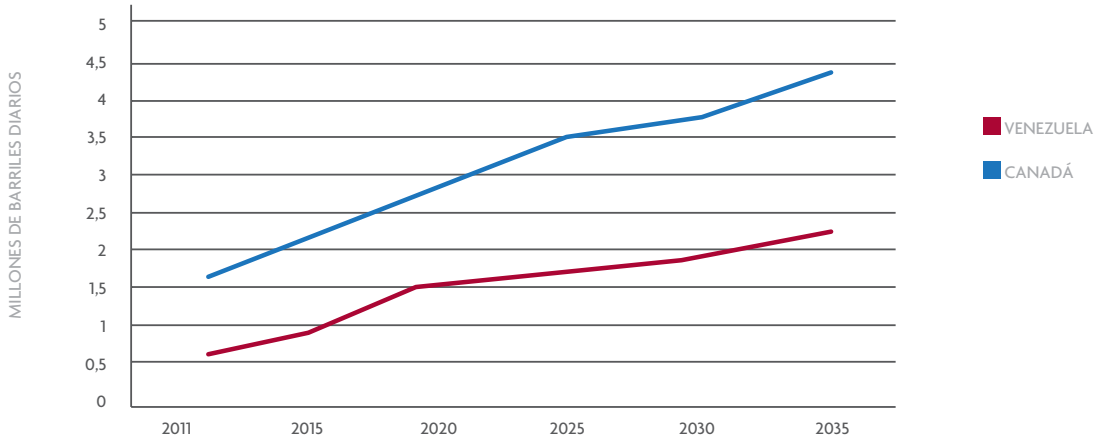


Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, New Policies Scenario y Cálculos Propios.*

En todos los países se pronostica un aumento de producción, especialmente en Irak con una tasa de crecimiento de 4,59 por ciento promedio anual.

Para cumplir con estas proyecciones, Venezuela deberá tener un crecimiento anual de su producción equivalente a 1,04 por ciento.

PRODUCCIÓN PROYECTADA CRUDOS NO CONVENCIONALES

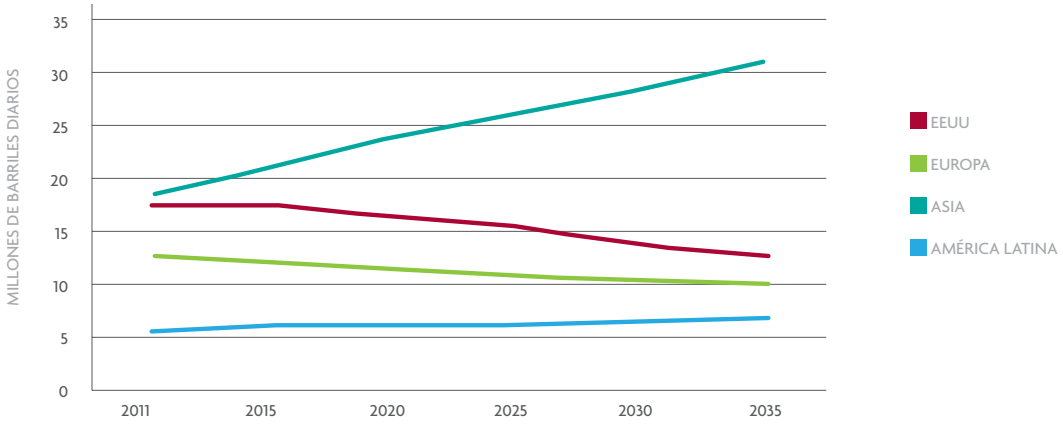


Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, New Policies Scenario y Cálculos Propios*

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 5 por ciento anual de incremento. Esta tendencia surtirá un efecto tal que, para 2035, aproximadamente el 50 por ciento de la producción venezolana será de este tipo de crudo.

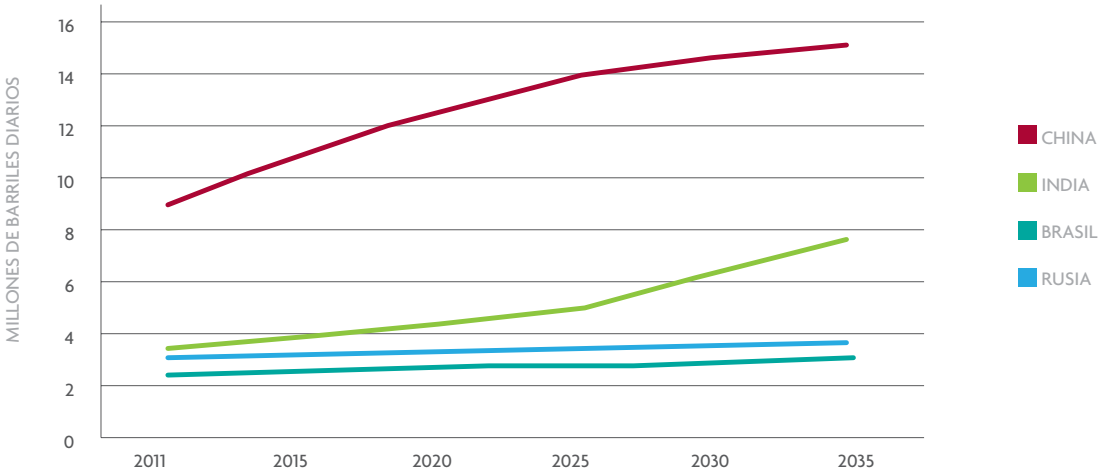
En cuanto a la demanda mundial de petróleo, la AIE estima un crecimiento compuesto anual de 0,53 por ciento, originado mayormente por el crecimiento de países en desarrollo asiáticos (2,12 por ciento) y latinoamericanos (0,85 por ciento) frente a una reducción de la demanda en EEUU (-1,33 por ciento) y Europa (-0,92 por ciento).

DEMANDA PROYECTADA POR REGIONES



Más detalladamente, dentro del grupo BRIC (Brasil, Rusia, China e India) se observa un crecimiento mucho mayor de China e India frente al resto del grupo.

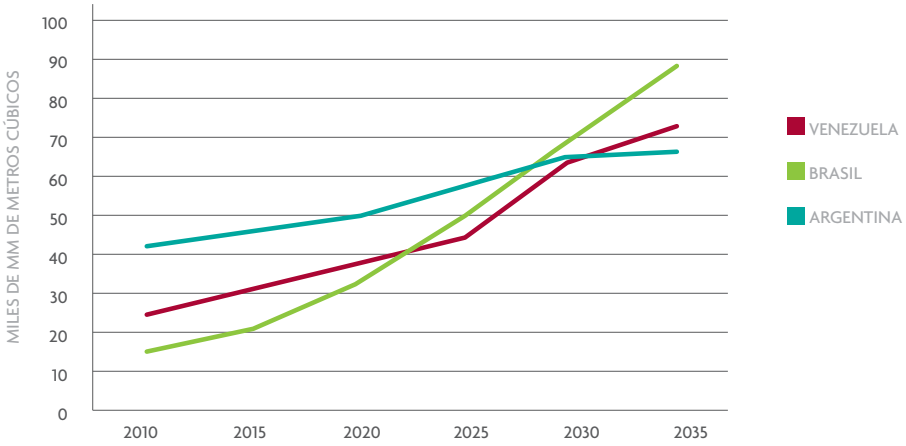
DEMANDA PROYECTADA GRUPO BRIC



PROYECCIONES 2011 – 2035 / GAS

Respecto a la producción de Gas Natural, la Agencia Internacional de energía proyecta una tendencia creciente sostenida para Venezuela, con un crecimiento anual compuesta de 4,55%, mostrando una aceleración considerable a partir de 2025 y una moderación en el crecimiento en 2030.

PRODUCCIÓN PROYECTADA VENEZUELA - AMÉRICA

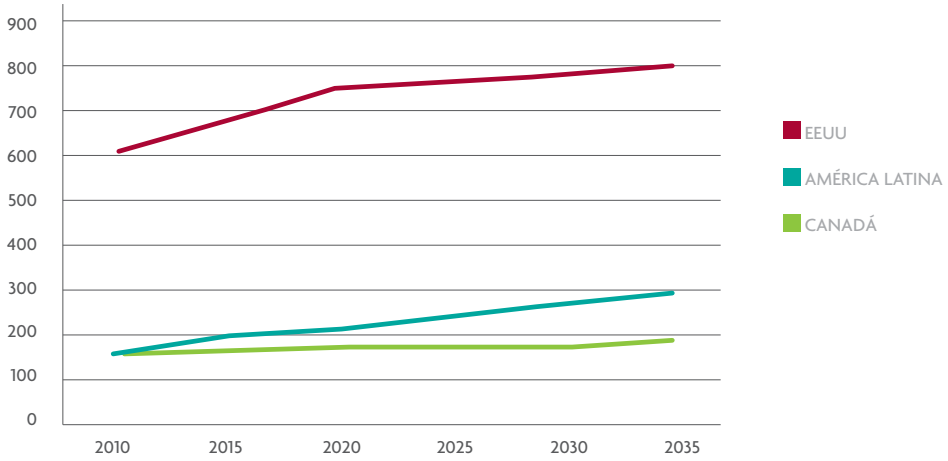


A pesar de los pronósticos positivos para la producción venezolana, el caso de Brasil destaca por su abrupto crecimiento a partir de 2015, alcanzando una tasa anual compuesta de 7,28 por ciento de forma sostenida en todo el horizonte temporal estimado. En contraste, Argentina presenta un desempeño menos favorable, con una tasa anual de 1,82 por ciento.

A nivel continental, se observa una tendencia creciente de 1,13 por ciento en la producción de crudo de EEUU, debida a los desarrollos de gas de esquisto. Por su parte, América Latina muestra un crecimiento mayor (2,36 por ciento), pero partiendo de niveles inferiores. Canada, a pesar de partir con niveles de producción similares a los de América Latina, rezagaría su producción con un crecimiento de 0,65 por ciento compuesto anual.

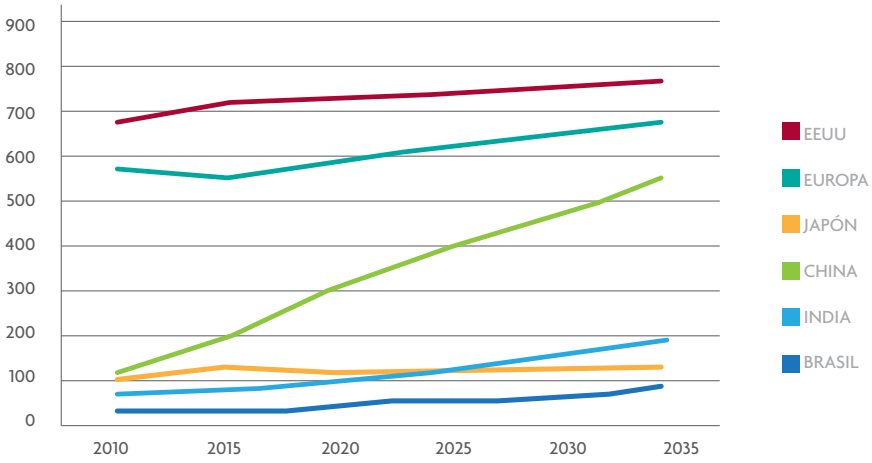
Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, New Policies Scenario y Cálculos Propios.*

PRODUCCIÓN PROYECTADA CONTINENTAL



En cuanto a la demanda proyectada de gas natural, se observa nuevamente un crecimiento proporcionalmente mayor de China (6,60 por ciento), pero con una tendencia positiva en el crecimiento de la demanda para EEUU (0,48 por ciento) y Europa (0,65 por ciento). Brasil muestra una tendencia creciente en su demanda (4,33 por ciento), similar al de India (4,18 por ciento). Japón muestra un crecimiento moderado (0,67 por ciento)

DEMANDA PROYECTADA



Fuente: *International Energy Agency World Energy Outlook 2012, New Policies Scenario y Cálculos Propios*

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 Espinasa - 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 - Politóloga, UCV
Jean Paul Leidenz - Economista, UCAB

RIF:J-000675473

IESA, Sede Principal en Caracas - Venezuela
Tel: (+58 212) 555 4260

IESA