



Venezuela:
La Energía en cifras 2013
El sector petrolero y gasífero



Contenido

01 Sector petróleo	Los números del petróleo en 2013	5
	Industria petrolera y contenido local en Venezuela	6
	Precios del petróleo	9
	Exploración y producción	10
	Reservas 2013	10
	Producción en el año 2013	11
	PDVSA: producción, consumo y reservas de petróleo en Venezuela, 1980-2013	15
	Nómina	16
	Inversión	17
	Producción por tipo de esquema	19
	Proyectos con Terceros	21
	Refinación	29
	Subsidio a la gasolina en el mercado interno	31
Comercialización	33	
Políticas fiscales y el sector petrolero	36	
El Plan de Inversiones: Siembra Petrolera	40	
Aspectos petroleros y gasíferos de la Ley del Plan de la Patria	41	
Montos y esquema de inversión	42	
<hr/>		
02 Sector gasífero	Los números del gas en 2013	44
	Exploración y producción	45
	Reservas 2013	45
	PDVSA: Reservas, producción y consumo	46
	Transporte y distribución	49
	El Gas Doméstico	49
	Inversión	50
	Precios del gas	57
	Desempeño de PDVSA frente a otras empresas petroleras estatales latinoamericanas	58
	Producción por empleado	58
Ganancias	59	
Endeudamiento	59	
Desempeño y autonomía	60	
<hr/>		
03	PROYECCIONES 2012 – 2035	61
	Sector Petróleo	62
	Sector Gas	65

EL SECTOR **DEL PETRÓLEO**

Los números del petróleo en 2013



- **Reservas de crudo convencional (liviano y mediano):**
40,054 mil millones de barriles.
- **Reservas de crudo pesado y extra-pesado:**
258,299 mil millones de barriles.
- **Producción:**
2,899 millones de barriles diarios en promedio¹.
- **Capacidad mundial de refinación de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA):**
2,8 millones de barriles diarios.
- **Consumo interno:**
703 mil barriles diarios (mbd)².

SITUACIÓN PETROLERA 2013

		RESERVAS (MILES DE MILLONES DE BARRILES)	PRODUCCIÓN (MILLONES DE BARRILES DIARIOS)	CONSUMO (MILES DE BARRILES DIARIOS)
MUNDO		1687,9	86,8	91331
AMÉRICA		559	24,1	30,066
VENEZUELA	CRUDO CONVENCIONAL	40,054	2,6-2,899	703-777
	CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO	258,299		
	TOTAL	298,353		
PROPORCIÓN DE RESERVAS TOTALES			PROPORCIÓN DE PRODUCCIÓN TOTAL	PROPORCIÓN DE CONSUMO TOTAL
VENEZUELA / AMÉRICA		53%	10,8%-12,02%	2,3% - 2,58%
VENEZUELA / MUNDO		18%	2,99% - 3,4%	0,77% - 0,85%
PROPORCIÓN DE RESERVAS CONVENCIONALES				
VENEZUELA / AMÉRICA		30%		
VENEZUELA / MUNDO		3%		

Fuentes: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2013, BP Statistical Review of World Energy 2014 y cálculos propios.

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

¹ Fuentes internacionales reportan una producción de 2,6 millones de barriles diarios.

² El consumo interno reportado por fuentes internacionales fue de 777 mil barriles diarios.



Para lograr la transición de ser un propietario del recurso a convertirse en un actor dentro del negocio petrolero, se desarrollaron distintas políticas que buscaron impulsar la participación nacional en el sector, al tiempo que mantuvieran el estímulo a la inversión. Brevemente se comentan algunas de estas iniciativas y parte de los elementos que condicionaron su impacto.

Inicialmente el capital, la mano de obra y la tecnología para la explotación petrolera eran extranjeros, mientras que la participación del Estado se limitaba a la recolección de las regalías. Luego de verse el potencial de Venezuela tras el “reventón” del pozo Barrosos-2, se generó un mayor interés de empresas extranjeras. Estas desarrollaron estudios técnicos de alto nivel que motivaron al aparato estatal a adquirir mayores conocimientos en los aspectos relacionados la industria para desarrollar mayores competencias en supervisión, y posteriormente diseñar instrumentos capaces de aprovechar el creciente interés extranjero por invertir en el país.

La introducción de la Ley de Hidrocarburos de 1943, además de unificar bajo un mismo régimen fiscal las diferentes concesiones otorgadas en años previos con una mayor participación dentro de los ingresos petroleros para el Estado, estableció requerimientos sobre montos mínimos de petróleo a ser refinados en el país por las concesionarias. Estos requerimientos llevaron a la construcción de refinerías que procesaban 250.000 barriles al día (b/d) de crudo en 1950.

Al transcurrir la década de los 40, en particular durante el gobierno de la Junta Revolucionaria (1945-1948), se destacó la necesidad de establecer canales de comercialización

propios y lograr la vinculación de personal venezolano en el mercadeo de hidrocarburos, con el fin de lograr desarrollar un juicio sobre el precio al cual se vendía el petróleo.

En ese momento, se introdujo la idea de crear una empresa estatal de hidrocarburos para aprovechar los territorios con potencial que no fueron otorgados a la participación privada. Esta intención fue dejada de lado durante la década de los 50, cuando el Estado otorgó nuevas concesiones.

Sin embargo, durante esta misma época se registró un proceso paulatino de sustitución de personal extranjero por venezolanos, tanto por iniciativas propias como la de Royal Dutch Shell, que se enfrentó a un creciente costo de movilizar capital humano desde las casas matrices. Además, surgieron instrumentos como la Ley Concerniente a la práctica de la Ingeniería, Arquitectura y profesiones afines. Estas iniciativas en conjunto redujeron de manera significativa la contratación de profesionales extranjeros en la industria de 13,3% en 1952 a 2,2% para 1975.

Con el surgimiento de un nuevo período democrático, renació el interés por la creación de una compañía petrolera nacional. En 1960 fue creada Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), una empresa estatal verticalmente integrada que tenía, entre sus objetivos, estrechar el vínculo entre el personal nacional y la industria.

Sin embargo la empresa tuvo rentabilidad menor a la de las concesiones extranjeras. Posibles causas para ello fueron: la falta de capitalización inicial, las dificultades para atraer talento (salarios 40% inferiores a los pagados por los concesionarios), la calidad de las áreas otorgadas en concesión, los obstáculos puestos por las multinacionales (crudos exportados con significativos

descuentos), y la falta de una estrategia clara de entrenamiento. Esto llevó a un replanteamiento de la forma en la que se llevaría a cabo la nacionalización, ante los cuestionamientos sobre la capacidad de la CVP de asumir todas las operaciones del sector.

Con la idea de preservar flujos de caja estables con las casas matrices y prevenir una interrupción brusca en el nivel de operaciones, se constituyó PDVSA como un holding de las compañías que operaban en Venezuela (incluida la CVP y las concesionarias extranjeras). Por ello, la progresiva transferencia de operaciones se haría en cooperación con las casas matrices de las antiguas concesionarias en áreas como apoyo operacional, servicios técnicos, proyectos especiales y formación de personal.

La forma en que se dio esta transferencia respondió a que, al momento de la nacionalización de la industria (oficializada en 1976), todavía se observaban brechas tecnológicas importantes a ser satisfechas localmente (en el caso del área de refinación era de 37%), que requerían el mantenimiento de al menos el 70% de los nexos tecnológicos con empresas extranjeras, según lo indicado por el recién creado INVEPET (actual INTEVEP).

Este mismo instituto señaló la importancia de desarrollar un centro de procesamiento de datos y de servicios que apoyara las actividades de exploración y producción, así como de adaptar técnicas de recuperación secundaria y terciaria a condiciones venezolanas, y el desarrollo de tecnologías para la explotación de crudos pesados durante los primeros años de la nacionalización.

Por tal razón, se establecieron los Convenios de Asociación Técnica (CAT), que resultaron posteriormente en actividades como la explo-

ración de la FPO y costa afuera, modificación en patrones de refinación y la introducción de mejores prácticas de mercadeo internacional. Por un lado, estos convenios fueron vistos como una opción que permitió el desarrollo con menos premura de tecnología propia, mientras que mantuvo viejos mercados para la colocación de los productos. Por otro lado, se consideraron como una especie de compensación a las antiguas concesionarias por la nacionalización.

Adicionalmente, se firmaron Acuerdos de Cooperación Tecnológica a fin de realizar investigaciones conjuntas bajo términos de colaboración equitativos, orientados a áreas como el mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, la recuperación secundaria de campos maduros, la caracterización de crudos pesados, perforación horizontal y aguas profundas, ingeniería de yacimientos y gas, entre otros, que facilitaron el surgimiento de aplicaciones vinculadas directamente con las operaciones de PDVSA.

Durante esta misma época, se promulgaron regulaciones como el Decreto N° 1234 de 1981 y el Decreto "Compra Venezolano", que buscaban aumentar la contratación de profesionales venezolanos y de bienes producidos por la industria nacional, respectivamente. Luego, se establecieron incentivos para el desarrollo de tecnología con alto valor agregado venezolano y que limitara la dependencia. Asimismo, se crearon mecanismos para la evaluación de los proveedores nacionales de suministros, se lograron importantes avances en este aspecto.

Con la implementación de la Apertura Petrolera en los años 90, se generaron convenios operativos para la reactivación de campos de producción, asociaciones estratégicas para la Faja del Orinoco, así como proyectos para explotar gas costa afuera. Además, surgieron sociedades para el desarrollo de Orimulsión junto con esfuerzos que se adelantaron en las áreas de petroquímica,

carbón y suministro de servicios industriales.

Se preveía que la participación de capital privado nacional pudiera lograr una mayor integración dentro de estos proyectos como proveedor de servicios, y por ello en los contratos suscritos se incluían formalmente condiciones que daban preferencia a bienes y servicios originados localmente.

Sin embargo, la expansión de la actividad petrolera hacia otros sectores industriales se vio limitada por elementos como: la falta de financiamiento, sobrevaluación cambiaria, y estructura fiscal, condiciones que reducían la rentabilidad de los proveedores locales. En otros casos, la integración de algunos operadores con proveedores foráneos como condición para invertir en algunos proyectos generó desventajas para la participación nacional. A pesar de esto, se dieron algunos logros en áreas como los servicios de ingeniería y consultoría.

A partir de la década pasada, el cambio en el rol de PDVSA y los conflictos que terminaron con la pérdida de gran parte del personal calificado en la industria, han llevado a buscar acuerdos con nuevos actores. Estos acuerdos se han desarrollado en un contexto donde la participación fiscal venezolana ha sido considerablemente mayor a la de la década anterior y la intervención en las operaciones de PDVSA incrementó significativamente.

Como consecuencia de la potestad que tiene PDVSA (como parte mayoritaria en el nuevo esquema de Empresas Mixtas) de determinar las contrataciones de personal, de bienes y servicios, se limitó la participación extranjera. Adicionalmente, se han introducido requerimientos a contratistas de PDVSA de reclutar empleados provenientes de misiones como la Ribas Técnica, a través del Sistema de Democratización de Empleo.

Sin embargo, el crecimiento de la industria local de proveedores se ha visto perjudicado por factores externos a estas políticas. Entre ellos se encuentran el contexto macroeconómico con alta inflación, las distorsiones generadas a partir del control cambiario, la escasez de materias primas y los pocos incentivos a la inversión. Por este motivo, las compras nacionales como porcentaje del total disminuyeron de 58,7% en 1999, hasta 21,6% en 2010. Más recientemente, se ha expresado la intención de elevar a un 80% el nivel de compras nacionales para el Plan Siembra Petrolera 2013-2019, pero la capacidad de responder a estos requerimientos exige una revisión del contexto económico general y las condiciones de operación dentro de la industria.

En general, el proceso de desarrollo de la industria petrolera nacional implicó construir competencias tanto en el área reguladora, como en el manejo de la industria. La relación con las concesionarias cambió de acuerdo con el régimen político de turno. Luego, los acuerdos antes de la nacionalización confirieron a Pdvsa un grado de autonomía, aprovechado para desarrollar iniciativas propias y fortalecer el sector nacional conexo, un proceso que no pudo continuar de manera exitosa en años más recientes.

PRECIOS DEL PETRÓLEO

Evolución mensual de los precios de la Cesta Petrolera venezolana 1999-2014 (Dólares por barril, corrientes)



Durante el año 2013, el precio promedio de la cesta venezolana fue de 99,9 dólares. Estuvo por encima de los 100 dólares por barril durante el primer y tercer trimestre (102,70 y 101,60 dólares respectivamente), no obstante, los precios fueron inferiores durante el segundo y cuarto trimestre del año (97,03 dólares y 95,71 dólares respectivamente).

Valores promedio de los precios del petróleo, 2007-2013 (USD)

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
2013	97,96	105,90	99,9
2014	93,06	96,30	88,42

Fuentes: Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería 2013.

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

Exploración y producción

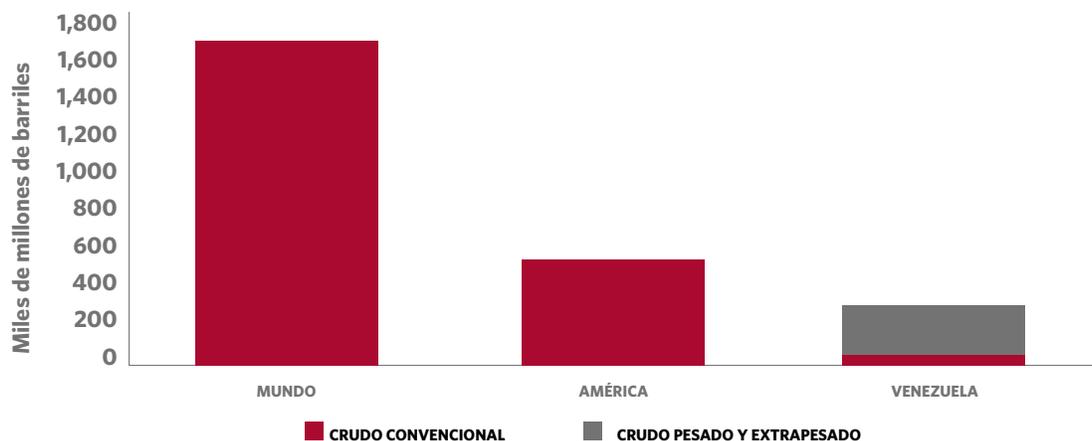
RESERVAS 2013

De acuerdo a cifras oficiales, las reservas de crudo de Venezuela son las más grandes de del mundo. Según el Informe de Gestión de PDVSA de 2013, las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 298,35³ mil millones de barriles en 2013, un valor de 600 millones de barriles superior a las del año 2012 debido a la incorporación de reservas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta cifra representa 53% de las reservas de crudo del continente americano y 18 por ciento de las reservas mundiales.

Las reservas de petróleo del país están distribuidas de la siguiente manera:

CUENCA	RESERVA (MMB)
Maracaibo-Falcón	19,602
Barinas-Apure	1,183
Oriental	227,225 ⁴
Carúpano	343

Reserva de petróleo 2013 (Miles de millones de barriles)



³ Las cuales se estiman a partir de un factor de recobro de mínimo 20%.

⁴ 258,809 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.

En cuanto a los costos de exploración, se redujeron en aproximadamente 64%, una disminución equivalente a 316 millones de dólares de 2013

Fuentes: BP Statistical Review of World Energy 2013 y el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2013.
 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% como valor mínimo de recuperación.



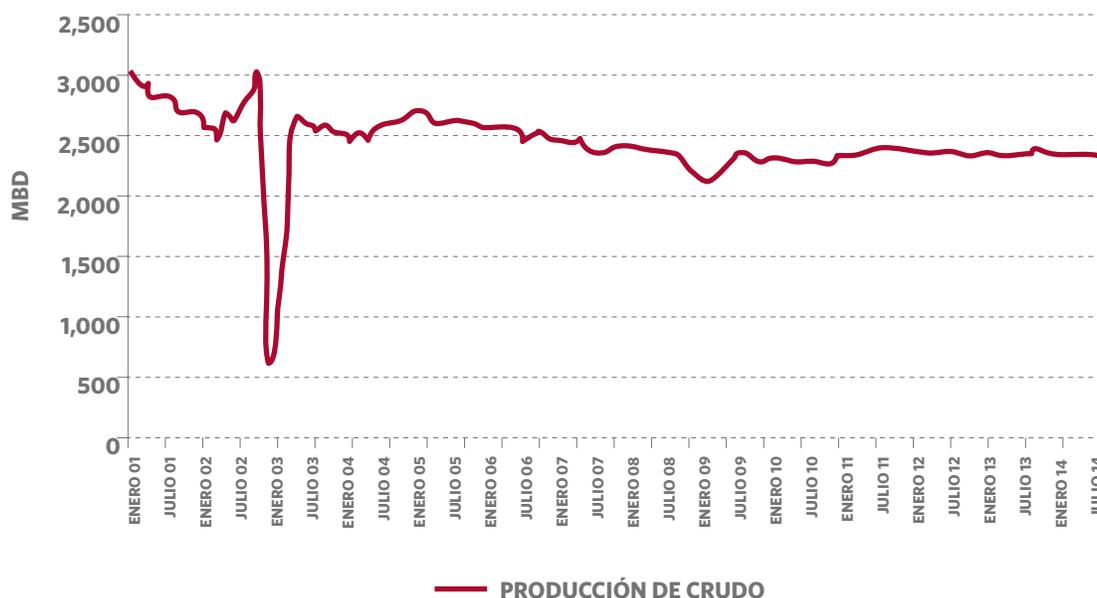
PRODUCCIÓN EN EL AÑO 2013

De acuerdo con el reporte mensual del mes de julio de 2014 de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo de Venezuela en 2013 fue de 2,356 millones de barriles diarios⁵. La cifra no incluye lo equivalente a líquidos condensados y líquidos asociados al gas natural, que otras fuentes internacionales como British Petroleum (BP) y las fuentes oficiales suelen consolidar en una sola cifra.

De acuerdo con el anuario estadístico de BP del año 2014 que incluye los líquidos asociados al crudo y gas natural, la producción de petróleo de Venezuela fue de 2,623 millones de barriles diarios en 2013. Ese nivel de producción representa aproximadamente 11% de la producción del continente y 3% de la producción mundial.

Con respecto a las magnitudes alcanzadas a finales de la década pasada, se observa una tendencia declinante en los últimos 14 años. Según BP, la producción diaria de crudo sufrió una disminución de 16% desde 1999.

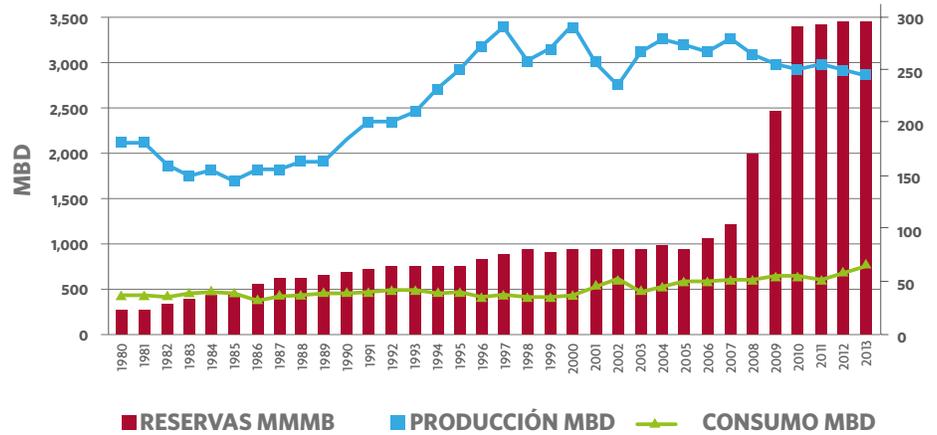
Producción mensual de crudo en Venezuela (OPEP)



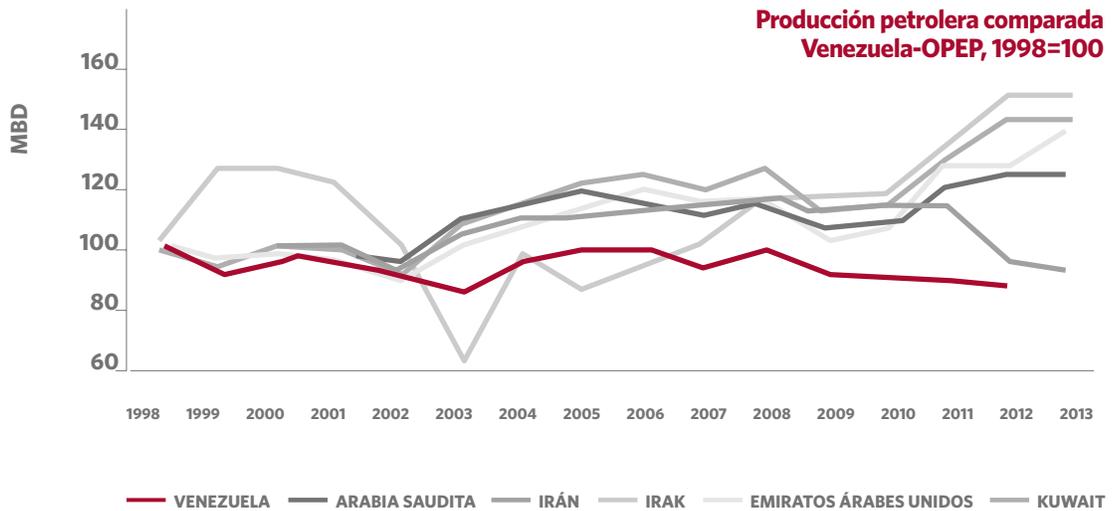
⁵ Este nivel de producción, según OPEP, contabiliza en un mismo monto la producción de crudo convencional y la producción de crudo extrapesado de la Faja, luego de haber sido procesado en los mejoradores.

Fuentes: Reporte mensual del mercado petrolero de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP), abril de 2014.
Nota: No incluye la producción equivalente a líquidos condensados y gas natural líquido.

Producción, consumo y reservas petroleras convencionales en Venezuela, 1980-2013
(Fuentes internacionales)



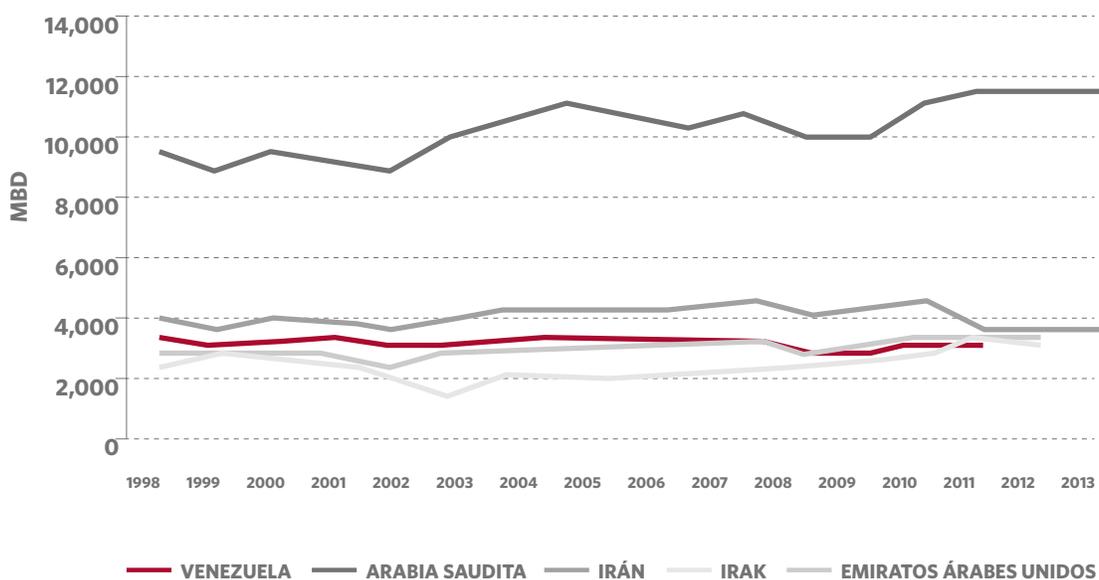
Producción petrolera comparada Venezuela-OPEP, 1998=100



Fuentes: BP Statistical Review of World Energy, 2014.

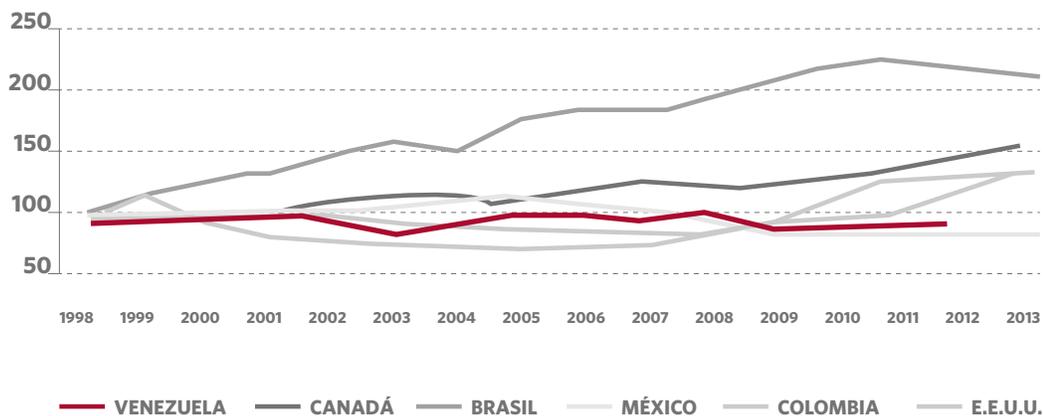
Nota: La producción de petróleo incluye crudo, petróleo de lutitas bituminoso, arenas asfálticas o bituminosas y líquidos de gas natural (LNG), pero excluye combustibles líquidos de otras fuentes como biomasa y derivados del carbón.

Producción Petrolera países OPEP



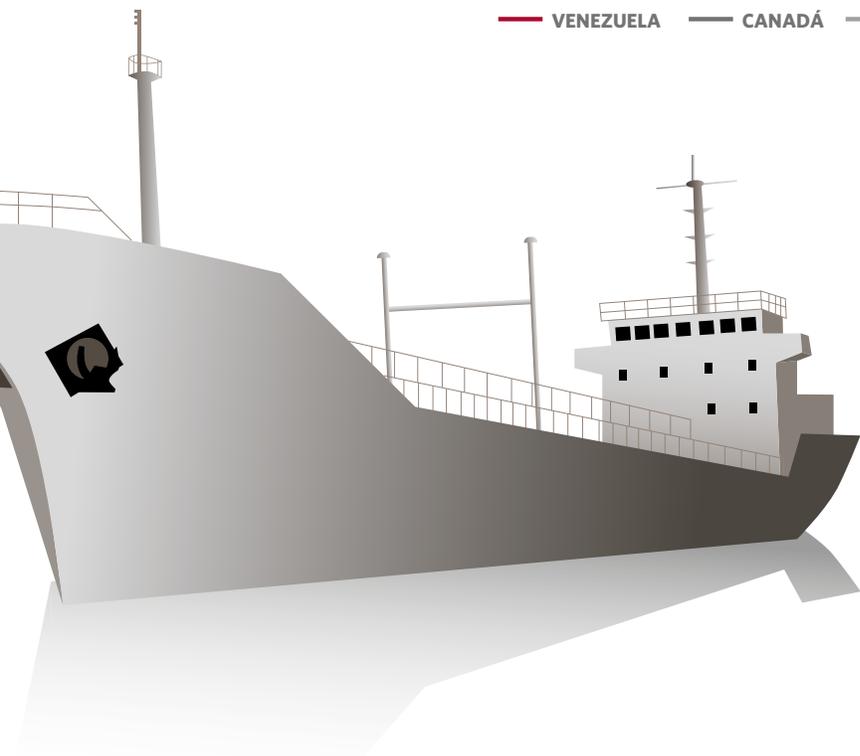
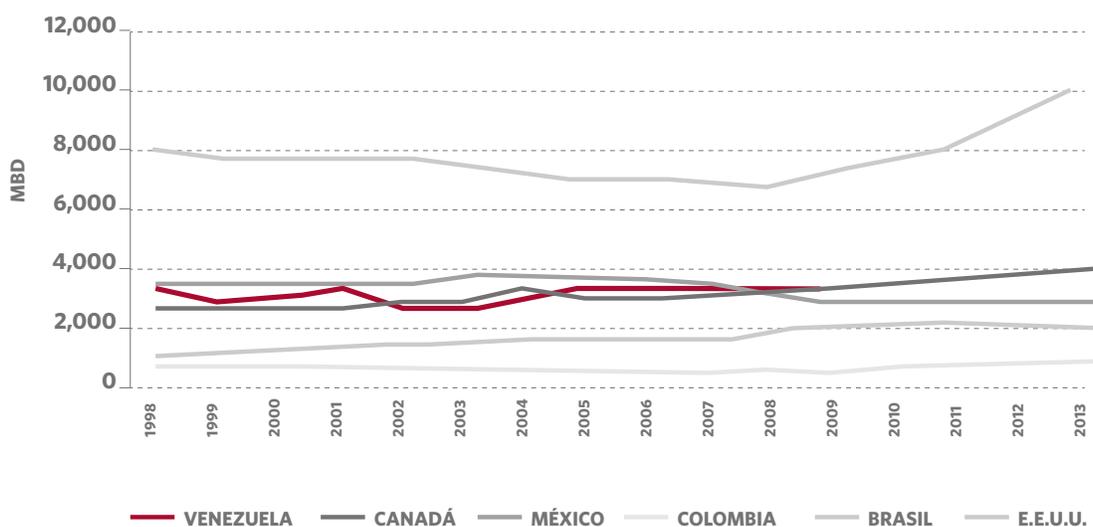
En el gráfico puede observarse una diferencia notable entre el comportamiento de la producción venezolana de crudo con respecto al resto de la OPEP. El quiebre de producción que se dio en Irak a partir de 2003 se debió a la Segunda Guerra del Golfo.

Producción Comparada Venezuela-América (1998-100)



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

**Producción Comparada
Venezuela-América**



Al comparar el comportamiento de Venezuela frente al de otros productores de petróleo de la región, destaca la similitud entre el caso venezolano y el de México. Ambos países son exportadores tradicionales y han tenido diferencias notables en el pasado en cuanto a su desempeño y a la organización de sus respectivas empresas estatales.

Asimismo, se evidencia en el gráfico el efecto que ha tenido en la producción el desarrollo de las arenas bituminosas en Canadá y la explotación de nuevos yacimientos en Brasil. También destaca el aumento considerable de producción en EEUU (debido a la revolución de crudos de lutitas) y en Colombia, a causa de reformas institucionales amigables a la inversión

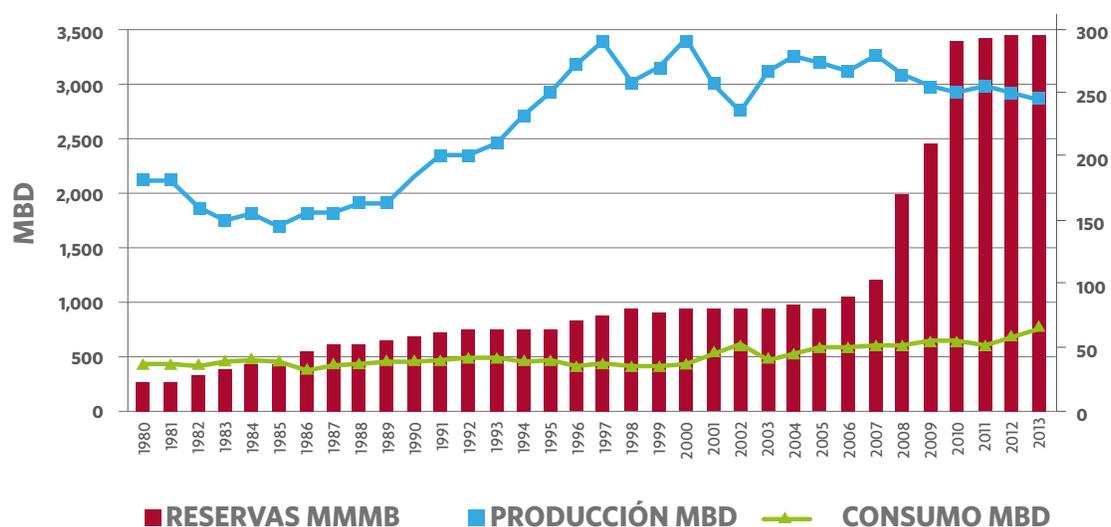
Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2013, New Policies Scenario y Cálculos Propios.
 Nota: La producción de petróleo incluye crudo, petróleo de lutitas bituminoso, arenas asfálticas o bituminosas y líquidos de gas natural (LNG), pero excluye combustibles líquidos de otras fuentes como biomasa y derivados del carbón.

PDVSA: PRODUCCIÓN, CONSUMO Y RESERVAS DE PETRÓLEO EN VENEZUELA, 1980-2013

De acuerdo con cifras oficiales, la producción fue de 2,899 millones de barriles diarios en 2013, una disminución de 1,4% con respecto a 2012 que la producción fue de 2,91 millones de barriles diarios. Con respecto al consumo, PDVSA reportó que representó para 2013 un total de 703 mil barriles diarios.

Los gastos de operación de PDVSA disminuyeron 1,3% en 2013 (22,720 millones de USD) con respecto al año 2012 (23,104 millones de USD). Esta reducción fue causada por la devaluación del tipo de cambio de 4,3 Bs/USD a 6,3 Bs/USD.

PDVSA Producción, consumo doméstico y reservas petroleras en Venezuela, 1980-2013



Fuentes: PODE hasta 2008. Informe Operacional y Financiero PDVSA 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013

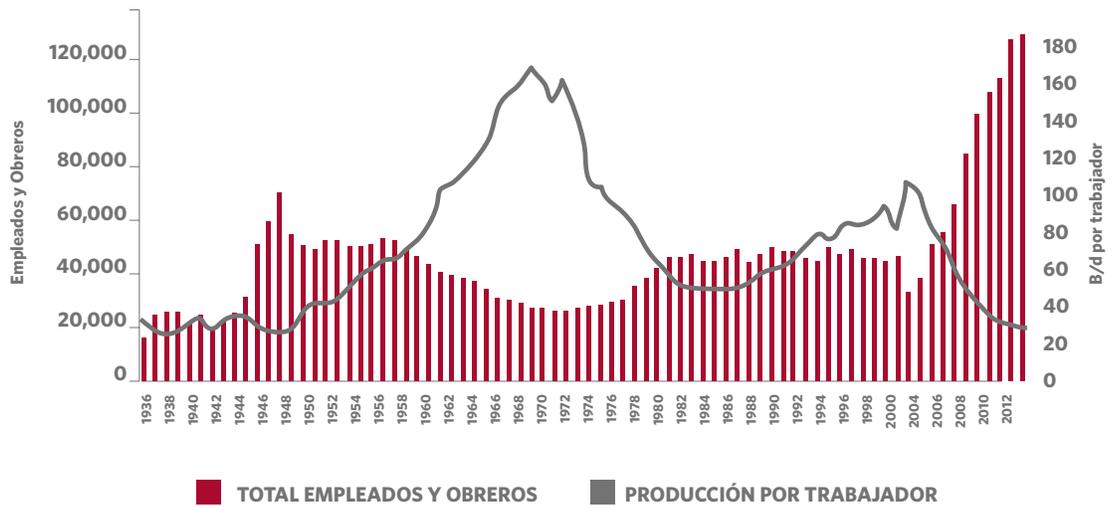
Nota 1: El nivel de reservas refleja las correspondientes a crudo convencional más las reservas de crudo extra-pesado certificadas hasta el año 2011, si se toma en cuenta el factor de recobro mínimo del 20% utilizado por PDVSA.

Nota 2: Incluye condensados en formación y crudo extra-pesado para la formación de Orimulsión.

NÓMINA

La producción por empleado de PDVSA ha tenido dos etapas de auge: la primera, entre 1954 y 1973, obedeció a una considerable reducción de personal. La segunda etapa se dio a partir de 1990 por el proceso de apertura petrolera, que reflejó a principios de la década del año 2000 la culminación en las inversiones en los proyectos principales en la Faja del Orinoco (Asociaciones Estratégicas). Después de 2004, la producción ha mostrado una tendencia declinante, al tiempo que la nómina total de PDVSA ha tenido un incremento sostenido (particularmente desde el año 2002), hasta llegar a los 140,626 trabajadores durante 2013.

Nómina y producción por trabajador PDVSA



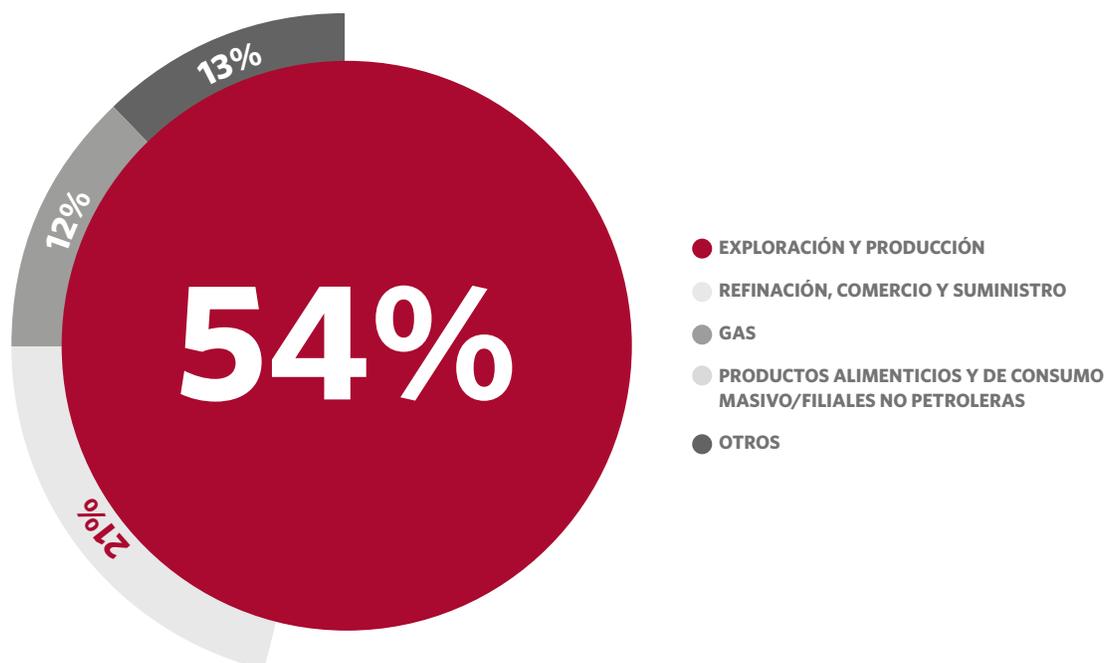
Fuente: PODE e Informe de Gestión de PDVSA 2011, 2012 y 2013.

INVERSIÓN

Las inversiones en el año 2013 en la industria de los hidrocarburos fueron de 23,530 millones de dólares, una reducción de 4% con respecto al 2012.

Se concentraron en el área de exploración y producción petrolera que representó aproximadamente 12,750 millones de dólares. Inversiones en el renglón Otros⁶ disminuyeron en 55% con respecto al 2012, al pasar de 6,613 a 2,943 millones de dólares.

Inversiones de PDVSA por sector en 2013

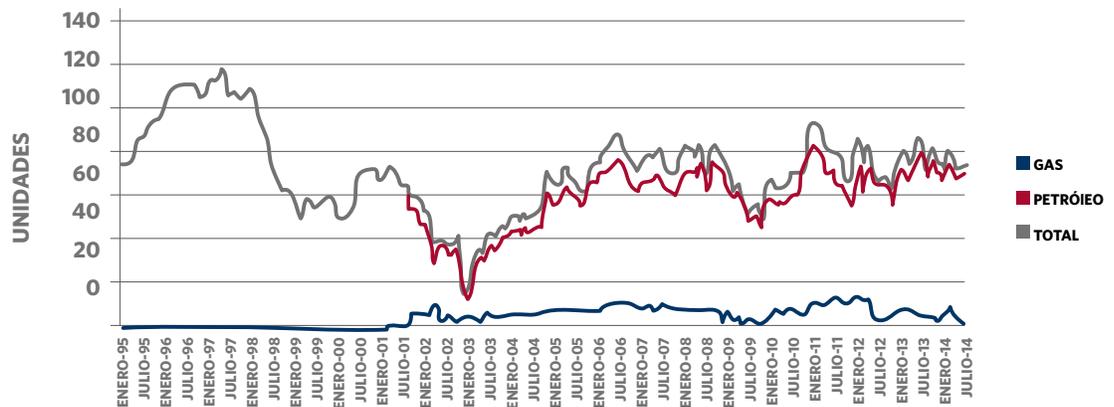


Otro indicador que ilustra de forma aproximada la magnitud de la inversión en exploración y producción de hidrocarburos es el número de taladros activos⁷.

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 el número se redujo a 49.

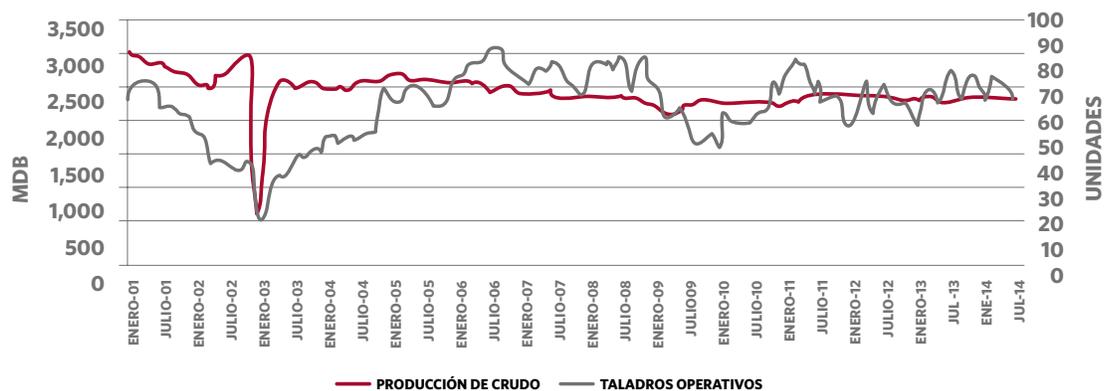
Sin embargo, en el transcurso del año 2010 la actividad de taladros se recuperó: cerró en diciembre del 2010 con 83 taladros en actividad, pero disminuyó nuevamente durante el último trimestre del 2011, con una cifra al cierre del año de 69 equipos activos en el mes de diciembre. Desde enero de 2013 hasta julio de 2014 el número de taladros activos osciló entre 62 y 81.

Taladros operativos de petróleo y gas enero 1995-julio 2014



Fuente: Baker Hughes International Rig Count.

Taladros operativos y producción petrolera (diciembre 2001-julio 2014)



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.

⁷El 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.

PRODUCCIÓN POR TIPO DE ESQUEMA

Según el Informe de Gestión Anual 2013 de PDVSA, la producción total fiscalizada de crudo de Venezuela fue de 2,899 millones de barriles diarios.

La producción diaria de Venezuela, (incluye 124 mil barriles diarios de gas natural) fue 3,015 millones de barriles diarios. De ese monto, 1,775 millones de barriles diarios correspondieron a gestión propia de la empresa en las diferentes áreas petroleras del país:

- **Oriente:** 881 mil barriles diarios
- **Occidente:** 485 mil barriles diarios
- **Faja:** 495 mil barriles diarios
- **PDVSA Gas:** 24 mil barriles diarios

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

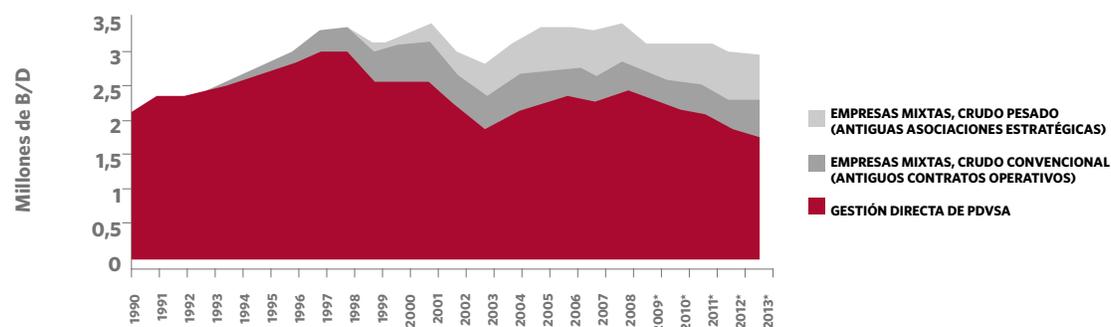
- **Empresas mixtas de crudo convencional:** 459 mil barriles diarios
- **Empresas mixtas de crudo extra-pesado:** 665 mil barriles diarios

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 revirtió a partir del año 2006 con los cambios contractuales a favor de una mayor o total participación de PDVSA.

No obstante, a partir del año 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, 1990-2013 (millones de barriles diarios)



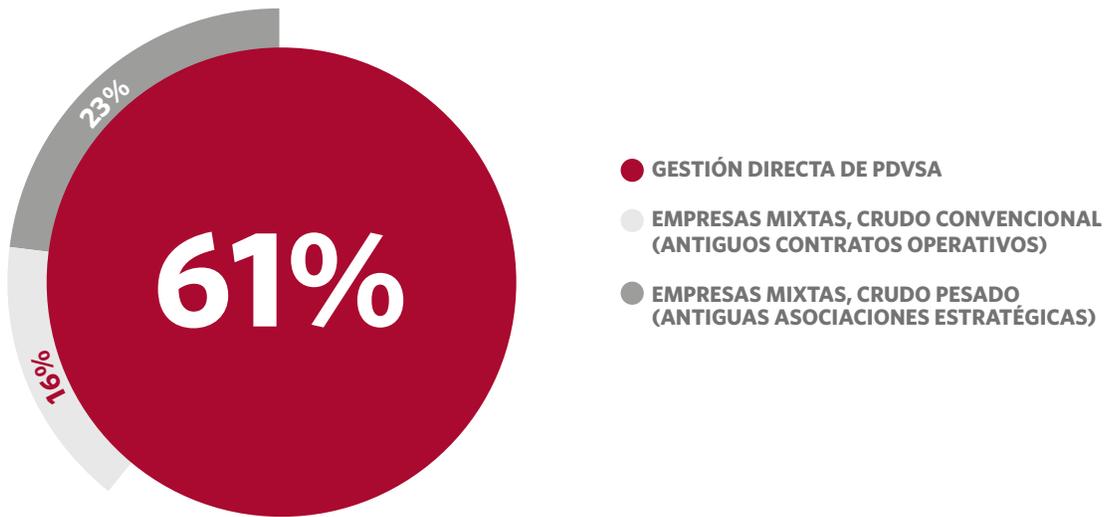
Fuente: (*) Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2010, 2011, 2012 y 2013, Informe Operacional y Financiero de PDVSA, 2009 y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2007-2008)

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 extra-pesado migraron a empresas mixtas.

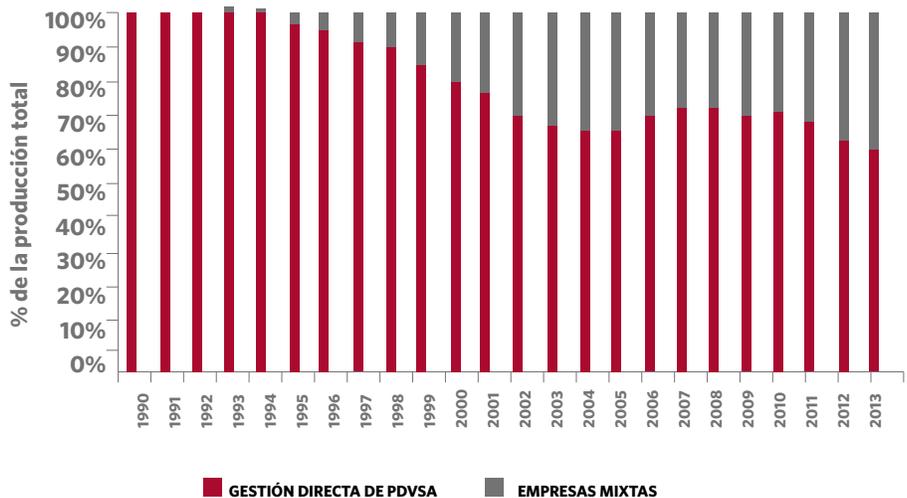
Nota 3: La producción no incluye líquidos del gas natural (LGN).

Producción por tipo de contrato en Venezuela, 2013 (porcentajes de la producción total)



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2013

Producción de proyectos gestionados únicamente por PDVSA y de proyectos gestionados conjuntamente por PDVSA y otras empresas, 1990-2013



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2013, y el Ministerio de Energía y Petróleo (PODE 2008).
Nota 1: a partir de 2006, los convenios operativos de crudo convencional migraron a empresas mixtas.
Nota 2: a partir de 2007, las asociaciones estratégicas de crudo extrapesado migraron a empresas mixtas.
Nota 3: la producción no incluye líquidos del gas natural (LGN).

PROYECTOS CON TERCEROS

Los proyectos de exploración y producción de crudo convencional y extrapesado en Venezuela se desarrollan bajo dos esquemas:

- A) Esfuerzo propio de PDVSA;
- B) Esfuerzo en 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 que estaban previamente vinculadas con la figura de los convenios operativos.

Estas operaciones están orientadas principalmente a mantener el nivel de producción: 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 (que posee una participación mínima de 60%) y empresas privadas, fundamentalmente extranjeras (que poseen un máximo de 40%).

2. Proyectos de crudo extra-pesado

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO):

- **Localización:**
Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas.
- **Área geográfica:**
Aproximadamente 55 mil Km²
- **Área de explotación:**
Cerca de 12 mil Km²
- **Petróleo en sitio⁸:**
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 2013:**

259,460 millones de barriles⁹.

- Petróleo pesado: 3,795 millones de barriles.
- Petróleo extra-pesado: 255,664 millones de barriles.

▪ **Gravedad promedio del crudo:**

8,6 grados API.

PDVSA y las empresas BP, Chevron, Conoco Phillips, ExxonMobil, Statoil y Total, iniciaron a finales de los años noventa la explotación de los crudos extra-pesados, trabajando en conjunto bajo la figura de asociaciones estratégicas. Estos acuerdos representaron una inversión de unos 17 mil millones de dólares, que 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. No sólo incluyen 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 de asociaciones, la participación de PDVSA promediaba 40% y la mayoría accionaria se encontraba en manos de sus socios privados.

A partir de 2007, las asociaciones estratégicas migraron al esquema de empresas mixtas. Esta migración implicó la redefinición de los porcentajes de participación de cada socio de manera que en la práctica PDVSA tuviese al menos el 60% de las acciones de cada empresa (aunque legalmente sólo requiere

⁸ La Faja también posee un volumen importante de gas original en sitio, lo que constituye una fuente potencial de abastecimiento para futuros proyectos de explotación que eventualmente necesitarán grandes cantidades de gas.

⁹ 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% (esta tasa de recuperación toma en cuenta avances tecnológicos que todavía no se han realizado).

50,01 % de participación) 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%.

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, operan bajo el nuevo esquema contractual de las empresas mixtas.



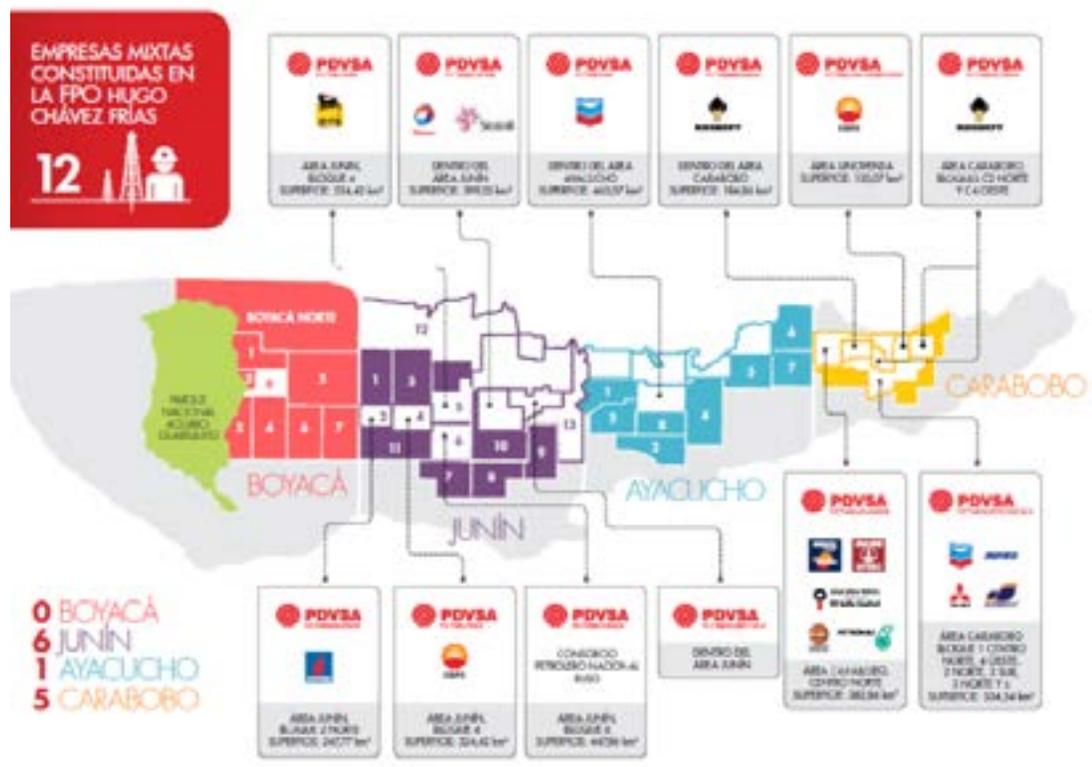
Proyectos de certificación de las reservas

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 (FPO).

- 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 estos bloques:

- 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 2013.

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 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas.

NOMBRE DEL PROYECTO	RESERVAS DE PETRÓLEO ESTIMADAS (MBD)	RESERVAS DE GAS ESTIMADAS (MMMPC)	POZOS EXPLORATORIOS PREVISTOS	INVERSIÓN ESTIMADA (MMUSD)	AVANCE DEL PROYECTO (%)	PERÍODO
PIEX Fachada-Caribe	1,798	15,349	49	1,343	4,40	2008-2021
PIEX Golfo de Venezuela Falcón	1,813	11,187	18	541	26,12	2010-2021
PIEX Anzoátegui Monagas Central Pantano	1,136	3,379	22	611	4,40	2007-2021
PIEX Norte Monagas Serranía	1,242	4,938	20	558	24,57	2007-2021
PIEX Trend Anaco Guárico	195	1,286	7	349	2,05	2009-2019
PIEX Zulia Oriental Falcón	1,075	1,380	20	653	25,2	2007-2021
PIEX Centro Sur	376	347	12	264	26,6	2007-2020
PIEX Centro Sur Norte	410	2,135	25	478	18,4	2007-2018
TOTAL	8,045	40,001	173	4,797		

Empresas mixtas hasta 2013

DIRECCIÓN ORIENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	ANTERIORMENTE CORRESPONDE A
División furlial	Petroquirquire	21/08/2006	60	40	Repsol	Convenio operativo Quirquire
	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 explotación 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		
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.		

DIRECCIÓN OCCIDENTE	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	ANTERIORMENTE CORRESPONDE 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	Hocol	Convenio operativo B2X.70/80
				3,1	Ehcopek	
	Lagopetrol	05/12/2007	69	1,55	CIP	Convenio operativo B2X.70/80
				3,1	Ehcopek	
	Petrowarao	09/08/2006	60	40	Perenco	Convenio operativo Ambrosio
Petrolera Sino Venezolana	28/11/2006	75	25	CNPC	Convenio operativo Intercampo Norte	
Petrolera Bielove-nezolana	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	Chevron	Convenio operativo Boscán
	Baripetrol	09/08/2006	60	0,8	INEMAKA	Convenio operativo Colón
				17,5	Suizum	
	Baripetrol	09/08/2006	60	17,5	PERENCO	Convenio operativo Colón
				5	PFC	
	Petroperijá	21/09/2006	60	40	DZO	Convenio operativo DZO
Petrowayu	04/09/2006	60	36	PETROBRAS	Convenio operativo La Concepción	
			4	Williams International Oil & Gas		
Petro urdaneta**	03/04/2012	60	40	Odebrecht E & P		
División Costa Oriental del Lago	Petrocabimas	02/10/2006	60	40	SEPCA	Convenio operativo Cabimas
	Petrocu-marebo	24/10/2006	60	40	PFC	Convenio operativo Falcón Este y Falcón Oeste
	Petrozamora**	04/05/2012	60	40	Gazprom-ban	
División Sur del Lago	Petroquiriquire	21/08/2006	60	40	REPSOL	Convenio operativo Mene Grande

DIRECCIÓN FAJA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	ANTERIORMENTE CORRESPONDE A
División Junín	Petrolera Indovenezolana	08/04/2008	60	40	ONGC	Convenio operativo San Cristóbal
	Petrocedeño	11/12/2007	60	30,32	Total	Asociación estratégica Sincor
				9,677	StatoilHydro	
	Petroanzoátegui	21/02/2008	100			
	Petromiranda*	20/04/2010	60	40	Consortio 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	REPSOL	
			11	PC Venezuela		
			11	Petrocarabobo Ganga		
			7	Indoil Netherlands B. V.		
			34	Chevron		
	Petroindependencia*	25/06/2010	60	5	Japan CaraboboUk	
				1	Suelopetrol	

DIRECCIÓN FAJA	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	ANTERIORMENTE CORRESPONDE A
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	CGB 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
	Petrolera Bielo-venezolana	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 Venango cupet**	26/11/2012	60	40	Comercial Cupet, S. A. y Sonangol (46) Pesquisa & Producao, S. A.	

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2013.

*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.

DIRECCIÓN BOYACÁ	EMPRESA MIXTA	FECHA DE CONSTITUCIÓN	(%) PARTICIPACIÓN PDVSA	(%) PARTICIPACIÓN SOCIO	ACCIONISTA MINORITARIO	ANTERIORMENTE CORRESPONDE A
División Ayacucho	Petroguárico	25/10/2006	70	30	Teikoku	Convenio operativo Guárico Oriental

REFINACIÓN

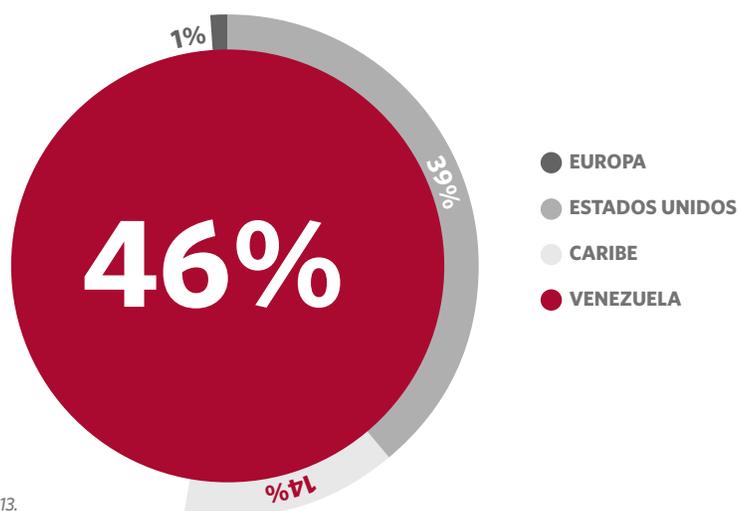
Venezuela sostiene sus actividades de refinación tanto en el territorio nacional como fuera del país. La capacidad mundial (nacional y extraterritorial) de refinación venezolana registrada fue de 2,822 millones de barriles diarios al cierre de 2013.

De esta cifra, las refinерías ubicadas en el país tienen capacidad para procesar 1,3 MMBD. El resto de la capacidad corresponde a las refinерías localizadas en el Caribe, Europa y Estados Unidos, con una capacidad total de 401 mil barriles diarios, 29 y 1,089 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 ¹⁰	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	

¹⁰Incluye únicamente la participación neta de PDVSA

Capacidad mundial de refinación de PDVSA (participación por región), 2013



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2013.

Refinerías de PDVSA en el mundo, 2013

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	184	92	50%
Saint Croix	Estados Unidos	Hovensa	495	248	50%
Camilo Cienfuegos	Cuba	CUVENPETROL	65	32	49%
Jamaica	Jamaica	Petrojam	35	17	49%
Isla	Curazao	PDVSA	335	335	100%
Haina	Rep. Dominicana	Nynas	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 de Gestión Anual de PDVSA de 2013.

Volúmen de petróleo procesado e insumos destinados a procesos y mezclas, 2011 - 2013

REFINACIÓN NACIONAL	VOLÚMEN DE PETRÓLEO PROCESADO-2013 (MBD)	VOLÚMEN DE PETRÓLEO PROCESADO-2012 (MBD)	VOLÚMEN DE PETRÓLEO PROCESADO-2011 (MBD)	PROCESOS Y MEZCLAS 2012 (MBD)
Centro de refinación Paraguaná	654	638	699	103
Refinería Puerto La Cruz	173	171	169	56
Refinería El Palito	128	127	127	101
Total	955	936	995	260

REFINACIÓN INTERNACIONAL	VOLÚMEN DE PETRÓLEO PROCESADO-2013 (MBD)	VOLÚMEN DE PETRÓLEO PROCESADO-2012 (MBD)	VOLÚMEN DE PETRÓLEO PROCESADO-2011 (MBD)
CITGO Petroleum Corporation*	685	637	659
Refinería Chalmette	138	133	131
Refinería Saint Croix	**	**	283
Refinería Isla	170	176	170
Refinería Camilo Cienfuegos	54	55	55
Refinería Jamaica	23	23,8	24,5
Refinería Haina	28	24,6	26,2
Nynas***	34	55,7	56,6
Total	1,132	1105,1	1405,3

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2013, 2012 y 2011.

*Refinerías Lake Charles, Corpus Christi y Lemont.

**Cerró operaciones en febrero de 2012.

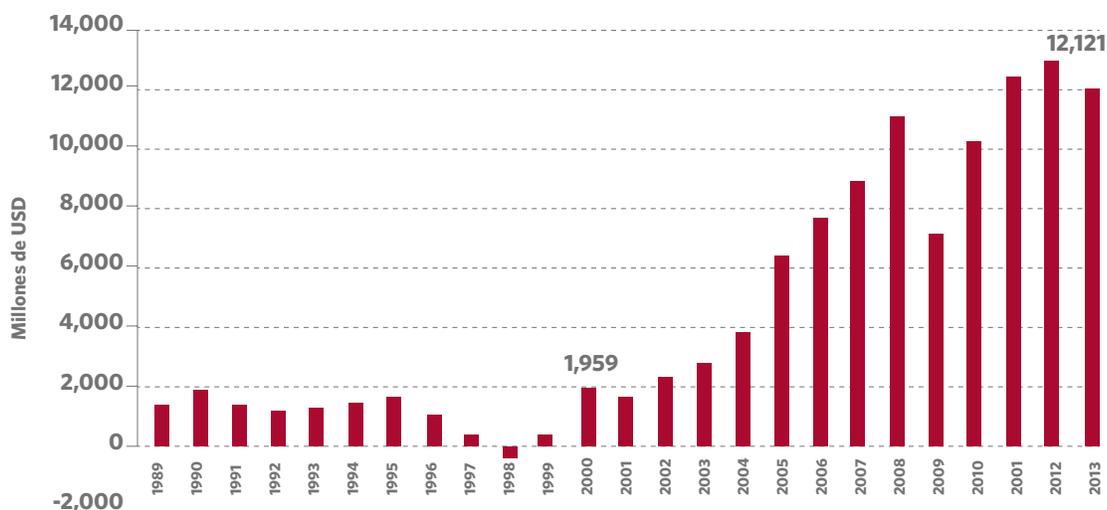
***Refinerías Dundee, Eastham, Nynashamn y Gothenburg.

SUBSIDIO A LA GASOLINA EN EL MERCADO INTERNO

Venezuela ha mantenido el precio de la gasolina de 95 octanos en 0,097 BsF/litro desde el año 1996, mientras que el precio de la gasolina de 91 octanos se ha mantenido en 0,075 BsF/litro desde el año 1997. Por otra parte, desde el año 99 el precio de referencia de la gasolina de exportación ha tenido un incremento de 269% en términos reales (una tasa promedio anual de 9,77%), que llevó el precio por barril desde US\$ 29,96 en 1999 a US\$ 110,54. Adicionalmente, la devaluación venezolana acumulada del período ha sido de 1039% en ese lapso. Esto ha hecho que la diferencia de los precios internos y externos sea superior a los 0,7\$/litro.

Esta diferencia ha significado que, durante los últimos años, haya crecido el costo de oportunidad de vender la gasolina dentro del país y, por ende, se dé un aumento en el monto del subsidio económico de la gasolina.

En el caso del año 2013, si se utiliza la cifra del Informe de Gestión de PDVSA 2013 de 299,000 barriles/día (b/d), el subsidio representaría un monto de aproximadamente 12,121 millones de USD y que en el año 2012 representó aproximadamente 3,5% del PIB.



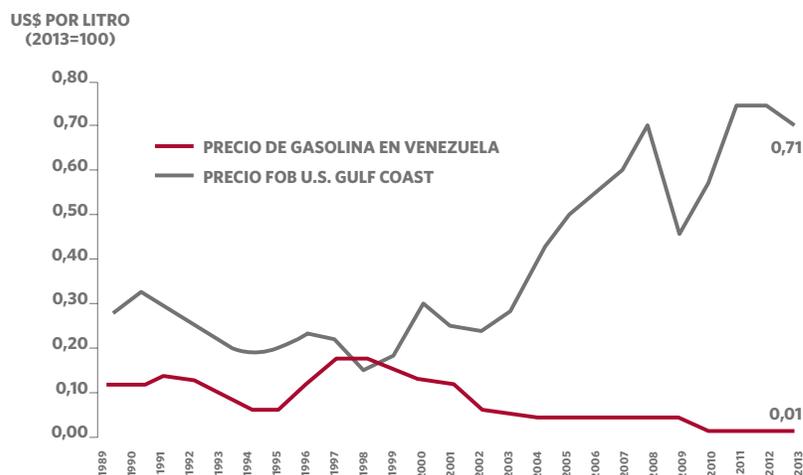
Fuente: EIA, Bureau of Labor Statistics, Informe Financiero y Operacional PDVSA, MENPET.

Nota 1: Se consideró como referencia del precio norteamericano el New York Harbor

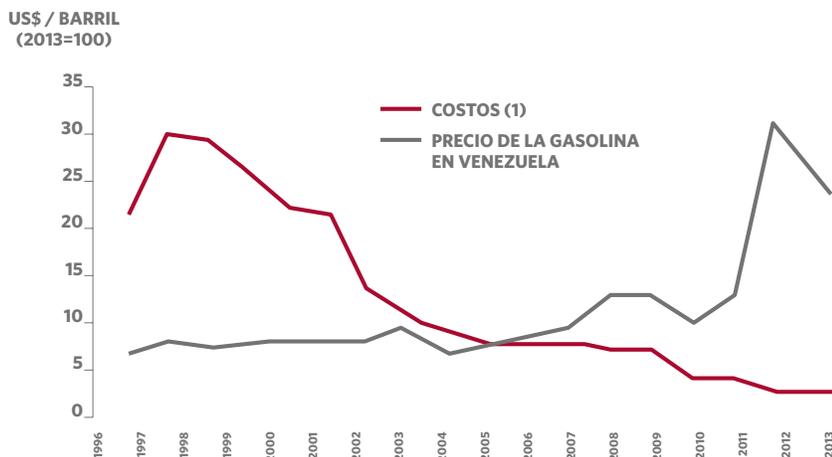
Nota 2: Se utilizó el precio promedio del litro de gasolina en Venezuela

Por otro lado, desde 2006 se cobra por el combustible un monto menor al necesario para reponer los costos promedio involucrados en la producción y refinación de cada barril. Por este motivo, los ingresos reales por venta interna de gasolina han sido insuficientes para cubrir siquiera su costo (que sólo incluye extracción, refinación e importaciones de EEUU).

Precios de la gasolina: Venezuela vs. EEUU



Precios vs. costos promedio



Fuentes: EIA, Bureau of Labor Statistics, Informe Financiero y Operacional PDVSA, MENPET.
 Nota 1: Incluye costos de extracción, refinación e importación

Comercialización

De acuerdo con cifras oficiales, las exportaciones de crudo y productos refinados de Venezuela alcanzaron 2,425 millones de barriles diarios en 2013 que incluyen:

Crudos

1,935 millones de barriles diarios

Productos refinados y líquidos del gas natural

490 mil barriles diarios

Del total exportado fueron comercializados por región:

Norteamérica

845 millones de barriles diarios

Centroamérica y el Caribe

369 mil barriles diarios

Asia

1115 mil barriles diarios

Europa

107 mil barriles diarios

Suramérica

67 mil barriles diarios

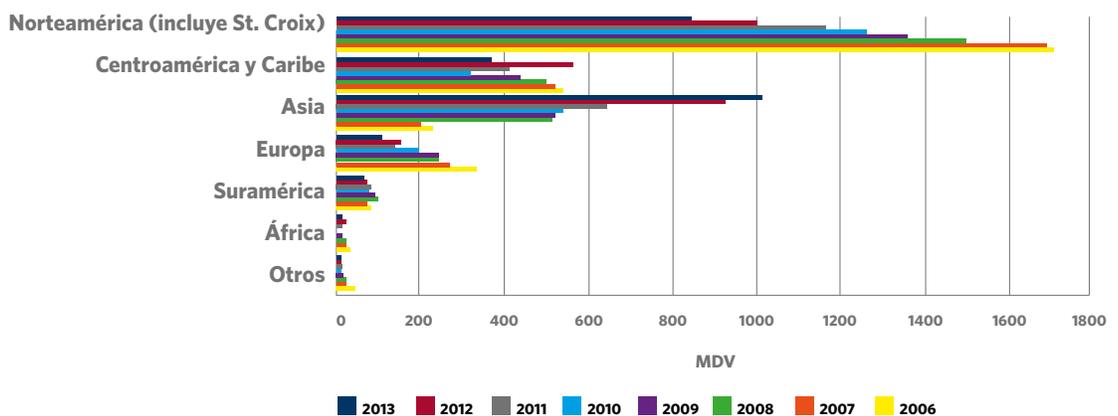
África

10 mil barriles diarios

Otros

12 mil barriles diarios

Exportaciones de Venezuela de petróleo y productos por región de destino, 2006-2013



Fuentes: Informe Operacional Financiero de PDVSA del año 2007 y Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013.

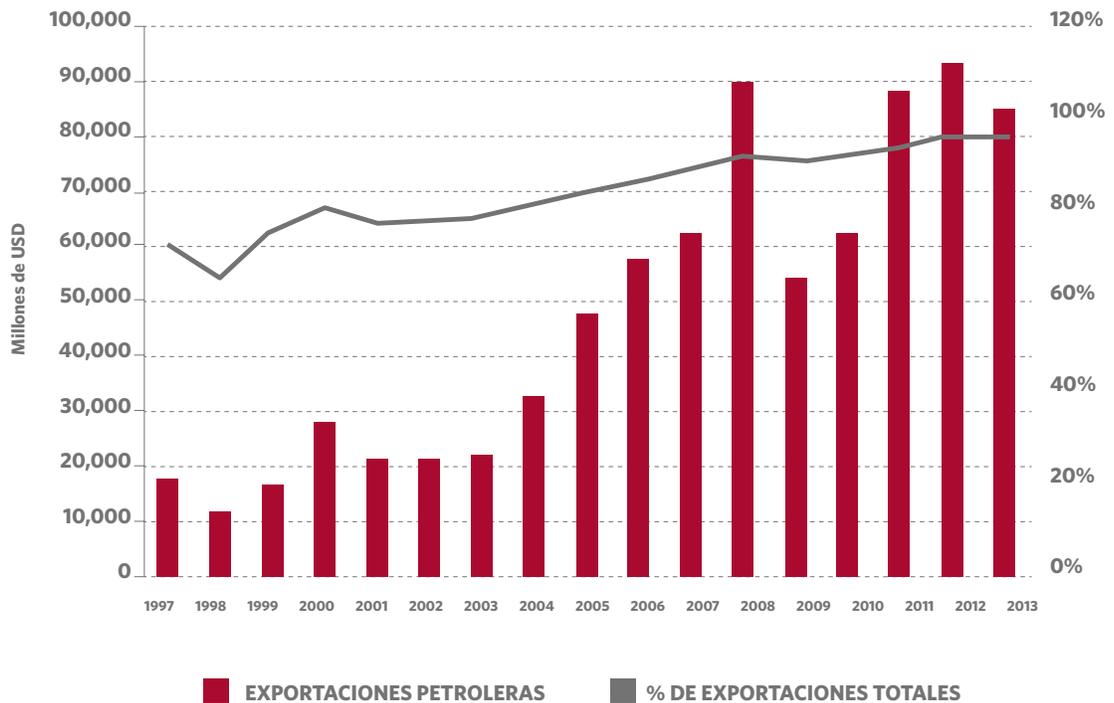
Exportaciones por tipo de producto 2005-2013 (MBD)

TIPO DE PRODUCTO	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006
Gasolinas y naftas	36	30	46	49	48	69	80	95
Destilados	6	43	64	63	108	104	133	140
Combustible residual fuel oil	281	258	268	215	297	227	160	174
Asfalto	6	5	1	0,3	1	0	10	16
Kerosene/Turbocombustibles/Jet	51	57	66	59	59	64	59	58
Otros	41	40	33	43	33	61	74	82

Las políticas fiscales y el sector petrolero

En 2013, las exportaciones petroleras representaron el 96% del total del valor de las exportaciones de Venezuela¹¹. El total de las exportaciones petroleras fue menor que en 2012, con una reducción del 8,7%. Sin embargo, se tradujeron en un aporte a la nación de 28,064 millones de USD (tributario y no tributario), un aumento de aproximadamente un 19,4% con respecto al año anterior. Estos aportes representaron 17,630 millones de USD en impuestos, 7,829 millones de USD que pasaron al FONDEN y 10,435 millones de USD destinados a programas de desarrollo social.

Exportaciones petroleras de Venezuela, 1997-2013 (Millones de dólares y como porcentaje de las exportaciones totales)



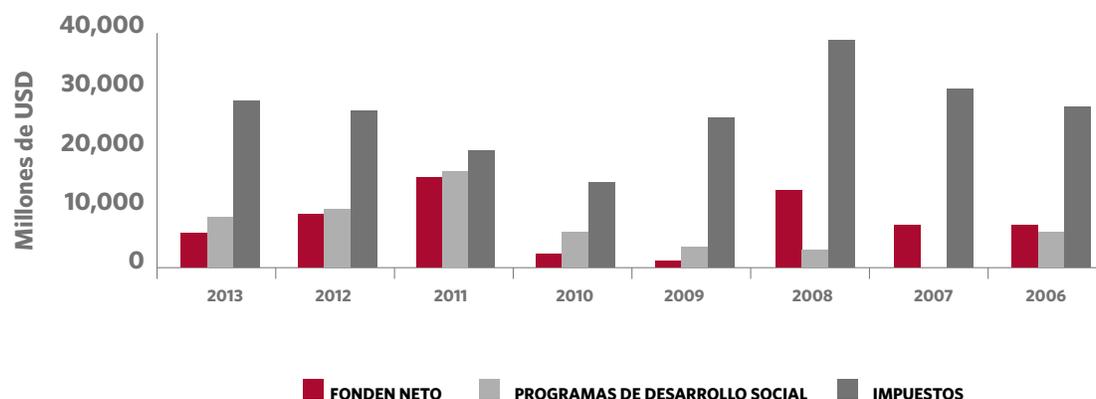
¹¹ Según estimados de exportaciones petroleras del Boletín Económico Mensual, Banco Mercantil, Mayo de 2014

Fuentes: BCV e Informe de Gestión Anual de PDVSA 2013; Exportaciones de 2013: Boletín Económico Mensual, Banco Mercantil, mayo de 2014.

El gasto social de PDVSA y los aportes al FONDEN fue incrementándose a lo largo del período 2004 - 2008, pero disminuyó en un 62% en el 2009. Posteriormente, alcanzó su máximo histórico en 2011 cuando superó los 30 millones de USD. Finalmente, representó 17,336 millones de USD durante 2012, (disminución de 43%) nuevamente volvió a disminuir 23% en 2013¹³.

El porcentaje de gasto social como proporción del PIB, luego de pasar de 3,9% en 2004 a 6,74% en 2006, bajó a 2,01% del PIB total en 2009 y alcanzó su máximo histórico en 2011 al situarse en 6,42% del PIB. Se redujo a 4,54 y 3,18% en 2012 y 2013, respectivamente.

Aportes a la nación por tipo.
Tipo de aporte de Pdvsa a Venezuela



Fuente: Estados Financieros Consolidados PDVSA 2013.

Nota: Lo reportado como "Fonden Neto" corresponde a los aportes realizados al Fonden menos la subvención del Estado a través de Fonden recibida por PDVSA

¹³ Considera los saldos netos aportados a Fonden tras la subvención recibida del Estado a través de dicho fondo

Pdvsa: información financiera 2005 -2013 (millones de dólares)

	2005	2006*	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ventas	82,915	99,252	96,242	125,499	73,819	94,929	124,754	121,480	113,979
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	0
Compra de petróleo crudo y productos	32,001	38,778	28,137	44,600	25,392	34,017	39,783	40,012	37,017
Costos de operación**	14,152	14,879	15,112	16,581	15,482	12,039	14,718	23,014	22,720
Gastos***	5,487	5,824	6,720	10,192	10,736	9,766	10,690	11,183	18,591
Gastos financieros, neto	n/d	n/d	n/d	200	-5,038	8,391	2,884	249	-17,413
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	19,262
Gastos de desarrollo social	6,909	13,784	14,102	14,733	3,514	7,018	30,079	17,336	13,023
Impuesto sobre la renta	5,793	4,031	5,017	4,280	3,310	3,384	2,007	7,279	7,845
Ganancia de operación discontinuada, neto de impuesto	154	20	101	57	-234	n/d	1,353		
Pérdida en operaciones discontinuadas, neto 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	15,835

Fuente: Informe de Gestión Anual 2013.

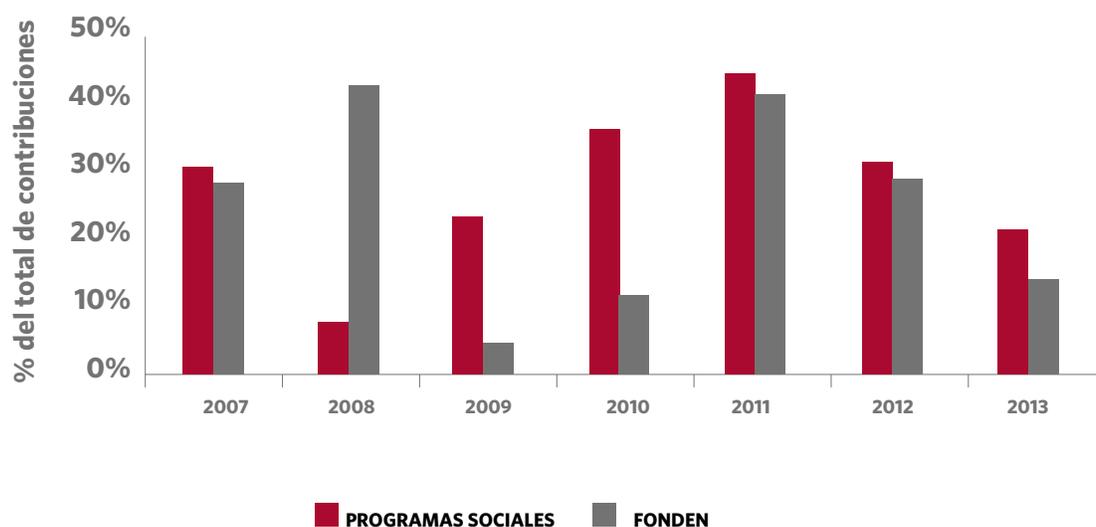
* Información Financiera y Operacional de PDVSA y sus filiales, al 31/12/2007.

** Incluye gastos de exploración.

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

****En la sección de Desarrollo Social contenida en el Informe de Gestión de PDVSA 2010 indica que el total de aportes a misiones y programas sociales fue de 20,549 millones de dólares.

**Importancia de las Contribuciones Sociales de PDVSA 2007-2013
(Como porcentaje (%) de ganancias antes de impuesto y contribuciones)**



Las ventas durante el 2013 se redujeron de 124,459 millones de dólares en 2012 a 113,979 millones en el 2013, una disminución de 6,2%. En el caso de las regalías y otros impuestos, se observó un aumento del 8% de 17,730 millones en el 2012 a 19,262 millones en 2013. Por otra parte, el impuesto sobre la renta reflejó un incremento de 7,7% en este mismo periodo. Los gastos para el desarrollo social se redujeron 25% de 17, 336 millones en el 2012 a 13,023 millones en 2013

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2013 y Estados Financieros Consolidados PDVSA 2013.



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 2013.

En el Informe de Gestión Anual de PDVSA de 2012, se anuncia un nuevo Plan Siembra petrolera 2013-2019.

Metas para el Año 2019

- Incrementar el nivel de producción de crudo a 6 MMBD en 2019, de los cuales 4 MMBD provenirán 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.

ASPECTOS PETROLEROS Y GASÍFEROS DE LA LEY DEL PLAN DE LA PATRIA

La Ley del Plan de la Patria introduce nuevos objetivos para la industria petrolera venezolana, tales como:

- Profundizar la estrategia de diversificación de mercados con una meta de exportación de crudo para el año 2019 de 1,335 mbd para el área de Latinoamérica y el Caribe y de 3,162 hacia Asia, especialmente china, india y Japón.
- Ampliar la cobertura de la red de distribución de gas metano para reducir el consumo de GLP, brindar mejor calidad de vida y disminuir la contaminación ambiental, a través del tendido de 8,625 km de tuberías y 16,818 km de líneas internas para beneficiar a 728,900 familias.
- Construir cinco plantas termoeléctricas con una capacidad total de generación de 2,620 MW
- Desarrollar el cinturón gasífero costa afuera de Venezuela y alcanzar una capacidad de producción de 300 mmpcd para 2014 y 2.030 mmpcd para el año 2019.

En los siguientes puntos, la Ley del Plan de La Patria introduce modificaciones respecto a las metas fijadas en el Plan Siembra Petrolera 2013-2019:

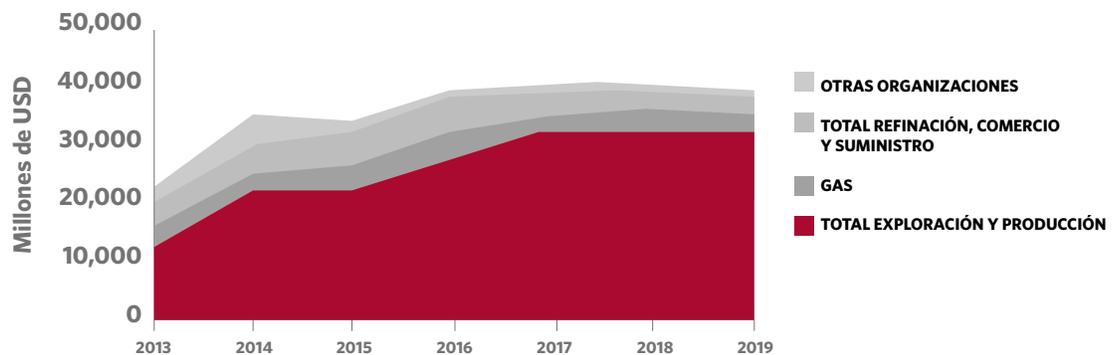
- La meta fijada por el Plan de la Patria 2013-2019 para la producción de gas en 2019 es de 10,494 mmpcd
- El aumento de la capacidad de refinación fijado como meta para 2019 es de 1,800 mbd
- El aumento en la producción de Líquidos de Gas Natural para 2019 se establece en 130 MBD

MONTOS Y ESQUEMA DE INVERSIÓN

PDVSA calcula que la ejecución del Plan requerirá una inversión de aproximadamente 256,986 millones de USD en el período 2013 - 2019. De ese monto, PDVSA estima que tiene capacidad proveer cerca del 81% mientras que el restante 19% será aportado por los socios. Del total de las inversiones, 74 por ciento se invertirá en Ex-

ploración y Producción, 9% serán invertidos en PDVSA Gas, 10% en Refinación, 2% en Comercio y Suministro, y el 5% restante en Otras Organizaciones.

Desembolsos Proyectados por Inversiones (MM USD) 2013 - 2019



Al desagregar el plan de inversiones proyectadas 2013-2019, 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 otras organizaciones tenderá a aumentar su tasa de crecimiento hasta estabilizarla en torno al año 2015.

Es importante recalcar la abrupta reducción de detalle en la información de desembolsos planificados en el Informe de Gestión de 2013 con respecto a los Informes de Gestión de 2011 y 2012.

Fuente: Informe de Gestión de PDVSA 2013.

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 **DEL GAS**

Los números del gas en 2013



Reservas de gas:

197,089 billones de pies cúbicos, de los cuales 64,072 billones de pies cúbicos están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco y 35,335 billones de pies cúbicos están asociados a crudo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure.

Producción de gas:

7,395 millones de pies cúbicos (mpc) por día, de los cuales 2,779 mpc son reinyectados.

Tasa Reservas/Producción:

73 años.

Precio promedio del gas en Venezuela 2013:

0,19\$/mpc.

Proyectos de exploración y explotación costa afuera:

- Proyecto Mariscal Sucre
- 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 CO²
- 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

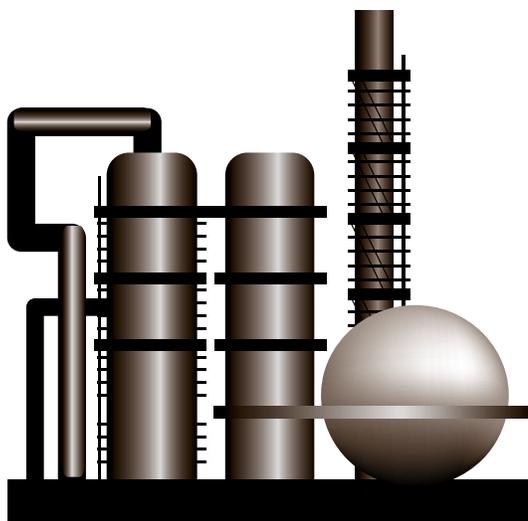
Exploración y producción

RESERVAS 2013

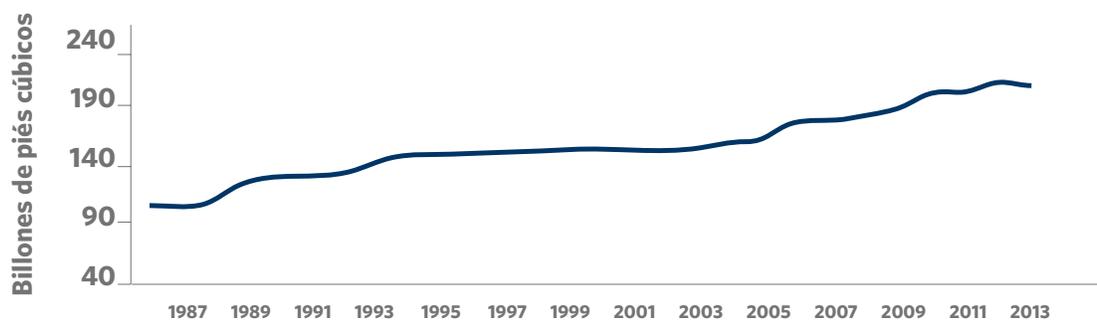
Venezuela ocupa la octava posición en reservas de gas a nivel mundial. Según el reporte anual BP Statistical Review of World Energy 2014, tiene aproximadamente 197,76 billones de pies cúbicos de gas, que constituyen las segundas reservas más abundantes de América después de Estados Unidos¹⁴. Asimismo, el país posee 73% de las reservas de gas de Centro y Suramérica y 3% de las reservas mundiales.

Reservas, producción y consumo comprado de gas, 2013

El nivel de reservas de gas en Venezuela se mantuvo relativamente estable desde mediados de los 90, con una tasa promedio de crecimiento anual cercana al 1%. A partir del año 2006 se han observado importantes adiciones, con un aumento 15% en los últimos seis años.



Reservas probadas de gas natural, 1985-2013 (Billones de pies cúbicos)



Fuentes: BP Statistical Review of World Energy, 2014

¹⁴ Cuyas reservas, según el mismo informe, alcanzan alrededor de 330 billones de pies cúbicos sin incluir sus reservas de gas de lutitas.

PDVSA: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO

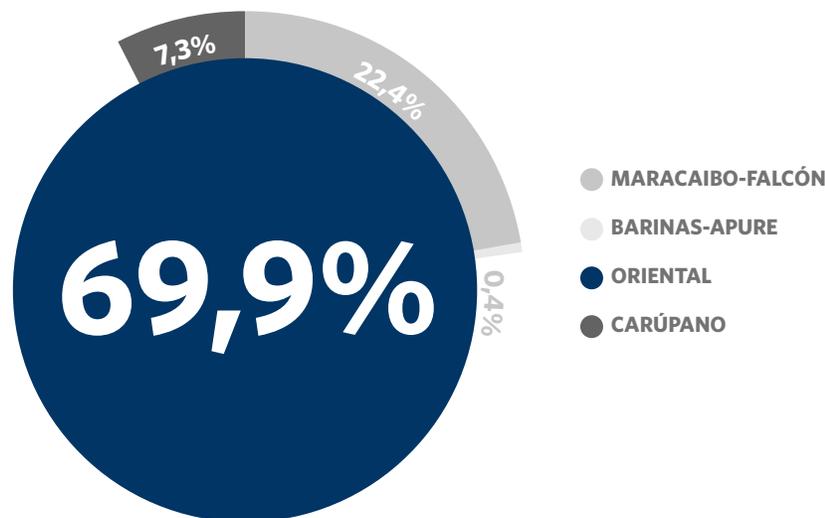
Según el Informe de Gestión Anual de PDVSA 2013, las reservas de gas certificadas en Venezuela actualmente ascienden a 197,089 billones de pies cúbicos, aproximadamente 30% de las cuales están asociadas a la FPO.

Durante el año 2013, se incorporaron 667 millones de pies cúbicos de gas producto del descubrimiento de ocho nuevos yacimientos, 98% de los cuales proviene de esfuerzo exploratorio. El 2 por ciento restante fue descubierto por estudios consignados por PDVSA Gas.

La mayor parte de las reservas gasíferas de Venezuela se ubican al norte y noreste del país en la cuenca oriental y en las costas de la plataforma continental caribeña y atlántica, con una extensión de más de 500 mil kilómetros cuadrados.

En la siguiente gráfica se puede observar la distribución por cuencas de las reservas de gas natural.

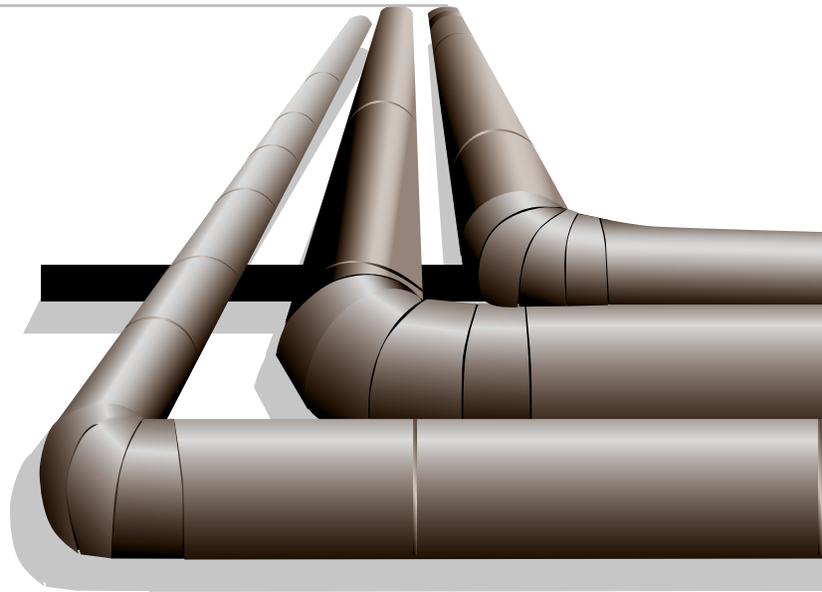
Distribución de las reservas probadas de gas por cuenca, 2013



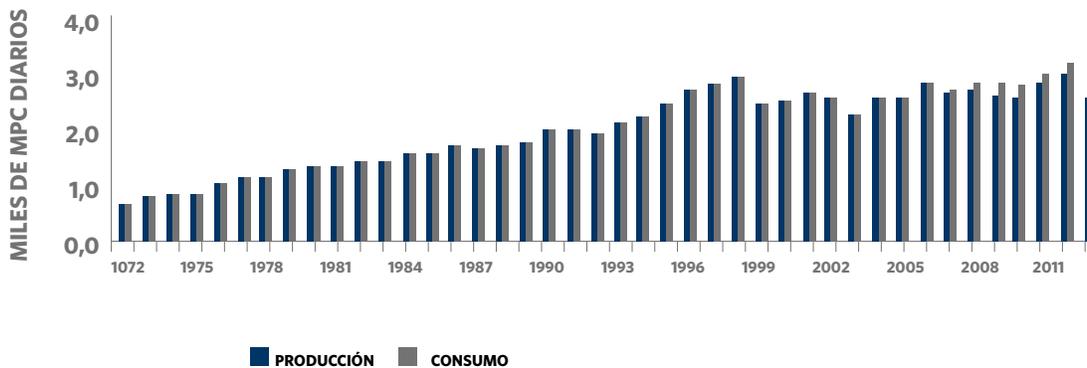
Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2013.

PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Según el Informe de Gestión Anual 2013 de PDVSA, la producción de gas natural en el país fue de 7,395 millones de pies cúbicos de gas al día, 37,57% de los cuales fueron reinyectados a los yacimientos, que se traducen en una producción neta de gas fue de 4,616 millones de pies cúbicos diarios. Esta producción neta de gas natural experimentó un crecimiento de 3,5% respecto a 2012, año en que totalizó 4,456 millones de pies cúbicos diarios. La producción de gas venezolana representa alrededor del 19% de la producción de Centro y Sur América y el 1% de la mundial.



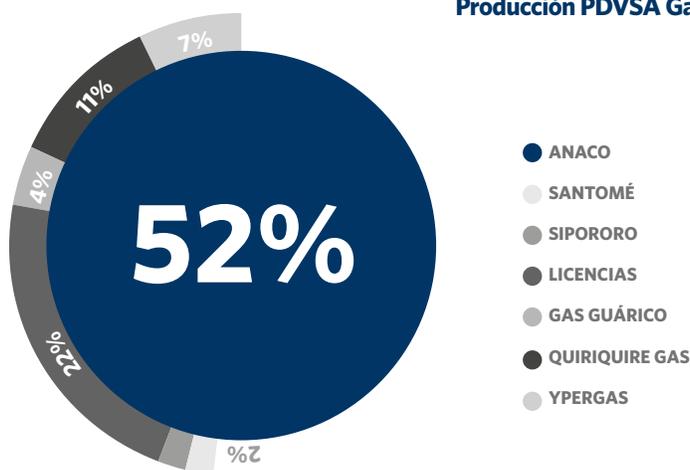
Producción y consumo de gas natural, 1970-2013



Fuentes: BP Statistical Review of World Energy 2014

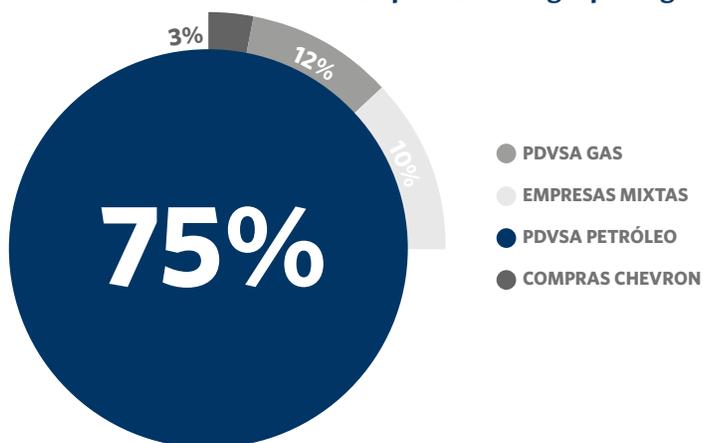
En los últimos años, en el país el consumo ha superado las cantidades de gas producidas, por lo que se ha tenido que recurrir a la importación.

Producción PDVSA Gas



A partir del año 2008, Venezuela comenzó a recibir gas de Colombia a través del Gasoducto Trans-caribeño Antonio Ricaurte. Por este medio, durante 2013 recibió de las empresas ECOPETROL y Chevron en promedio 203 millones de pies cúbicos diarios de gas, con lo cual dispuso de un total de 7,598 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Disponibilidad de gas por origen



Del total de gas natural disponible en 2013, 26,68% fue destinado al mercado interno para satisfacer las necesidades de los sectores eléctrico, siderúrgico, cemento, aluminio, doméstico, comercializadoras y petroquímico.

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2013.

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. Los principales sistemas son los siguientes:

- Anaco - Barquisimeto
- Anaco - Jose / Anaco - Puerto La Cruz
- Anaco - Puerto Ordaz
- Ulé - Amuay
- Interconexión Costa - Oeste
- Interconexión Centro Oriente - Occidente
- Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte

En el año 2013 se atendió con estas instalaciones la demanda de más de 282,579 usuarios comerciales y residenciales. Más del 91% de ellos en la Gran Caracas.

EL GAS DOMÉSTICO

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

PDVSA Gas Comunal tiene 63 de las 89 plantas de llenado de GLP en el país y suministró un total de 43,52 MDB a nivel nacional, aumentando en 3,6% con respecto a 2012, de los cuales 32,83 MDB corresponden a PDVSA Gas Comunal y 10,69 MDB al sector privado.

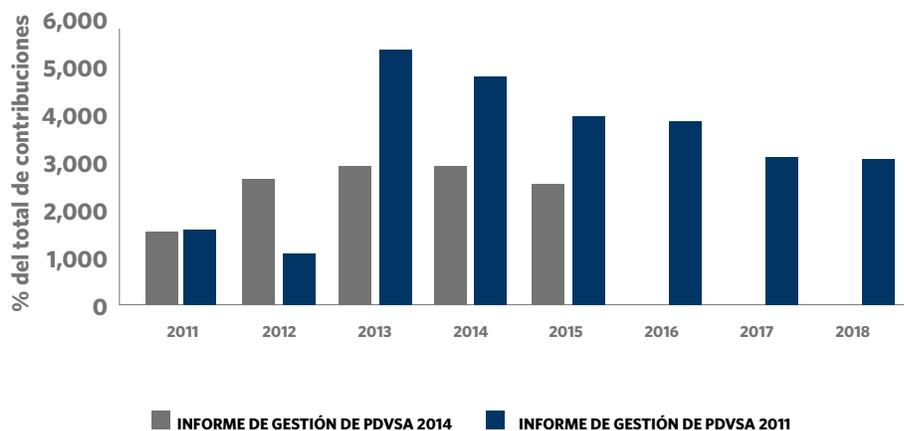
INVERSIÓN

El desarrollo gasífero de Venezuela es parte del Plan de la Patria 2013-2019. 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 dos ámbitos se agrupan los principales proyectos de inversión en el sector gas.

En el año 2010 se invirtieron 1,305 millones de dólares en Desarrollo de Gas en Tierra, un valor menor en 16% a lo planeado en 2009, mientras que en el 2011 la inversión real fue de 1,601 millones, valor 6% 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 proyectados para el periodo 2014-2019 se ubicó en 23,207 millones de dólares. En 2013 el monto fue de 2,868 millones de dólares y se proyecta que el total para el periodo 2013-2019 sea 9% inferior a lo propuesto en el Plan 2012-2018.

Desembolso proyectado por inversiones en Desarrollo de Gas en Tierra 2011-2018



Fuente: Informe de Gestión PDVSA 2010 y 2011.

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
Mariscal Sucre	Incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera en el oriente del país; desarrollar el 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe para producir 1,250 mmpcd de gas y 28 mbd de condensado.	<p>En este proyecto se tiene planificada la perforación de 34 pozos, instalación de dos plataformas de producción, así como los sistemas de producción submarinos, líneas de recolección y sistema de exportación, incluyendo la construcción de 563 Km de tuberías marinas, urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), plantas de adecuación y procesamiento de gas PAGMI.</p> <p>El proyecto inició su ejecución en el año 2007 y está dividido en dos Fases (I y II), la fase I tiene dos etapas, un esquema de producción acelerada de 300 mmpcd a finales del 2014 y la incorporación de otros 300 mmpcd a finales del 2017.</p> <p>Se tiene planificada su culminación en el 2022 con una inversión estimada de 13,741 millones de USD para la totalidad del proyecto. Previamente, en el Informe de Gestión 2012 se tenía prevista su culminación para el año 2020, lo que indica que se le ha dado una prórroga.</p>
Rafael Urdaneta	<p>Descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de gas libre para satisfacer en una primera fase de producción la demanda energética de la región nor-occidental del país, principalmente en el Centro de Refinación Paraguaná (CRP).</p> <p>Tiene expectativas de incrementar las reservas en 23 BPC de gas natural no asociado y 7 millones de barriles de hidrocarburos líquidos</p>	
Proyecto Gas Natural Licuado	<p>Proveer a las instalaciones asociadas a los procesos de acondicionamiento, licuefacción, almacenaje y embarque para la exportación de 4,7 millones de toneladas anuales (MTPA) de GNL.</p> <p>Estos productos de exportación se obtendrán a partir de 800 MMPCED provenientes de las áreas de producción de la Región Oriental (Plataforma Deltana Bloque 2 y Mariscal Sucre - Dragón - Patao).</p> <p>El mercado visualizado para este producto está conformado por Europa, Argentina, Cuba, Brasil y Asia.</p>	

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
Proyecto Plataforma Deltana	Está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9,441 km ² . que se extiende a través de la línea de delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago	
Proyecto Gas Anaco (PGA)	<p>Construcción de cinco centros operativos con capacidad de recolectar, comprimir y transferir una producción de 2,559 mmpcd de gas y 34,55 mbd de crudo liviano con el fin de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y crudo de los campos san Joaquín, Santa Rosa, Zapato/Mata R como parte de la Fase I y Santa Ana, Aguasay, como parte de la Fase II,</p> <p>Construcción de infraestructura para interconectar los centros operativos del proyecto con la sala de Control de producción Gas Anaco, con la finalidad de hacer monitoreo, manejo de alarmas, tendencia histórica de variables, simulaciones de producción, prueba de pozos y manejo de activos.</p>	<p>Campo San Joaquín: alcanzó un avance físico acumulado de 90,19%. Sus logros fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Arranque total de la compresión en el Centro Operativo San Joaquín, con una capacidad instalada de 525 millones de pies cúbicos equivalentes diarios (mmpcd) en baja y 780 mmpcd en alta. <p>Campo Santa Rosa: alcanzó un avance físico acumulado de 73,75%. En ejecución la obra "Completación de la construcción del Centro Operativo y Sistema de Recolección del Campo Santa Rosa".</p> <p>Campo Zapato/Mata R: alcanzó un avance físico acumulado de 70,94%. Sus principales logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Culminación del contrato de desinstalación de las unidades turbocompresoras desde el campo Zapato/Mata R hacia la planta compresora Musipán, para aumentar la capacidad de compresión en unos 152 mmpcd de gas natural a nivel de 60 lpc a presión absoluta.
Proyecto Gas San Tomé	<p>Contempla la ejecución de las fases de visualización, conceptualización, definición, implantación y puesta enservicio de la infraestructura para:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Recolección y centralización de producción, comprende la construcción y adecuación de 38 estaciones de flujo, cinco estaciones de descarga, seis plantas de tratamiento e inyección de agua, centralizando operaciones en los bloques Chimire - Boca, nipa y elotes - isla. ▪ Construcción de 150 km del sistema de recolección de gas en baja presión. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Construcción de líneas de flujo y oleoductos con más de 200 km de longitud. ▪ Compresión: Construcción de ocho plantas Compresoras (Güere, Boca, Chimire, Elotes - Isla, Nipa, Esquina - Trico, nardo, Güico), con una capacidad 550 mmpcd / 125 Hp. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Transmisión hacia procesamiento: Construcción de 150 km del sistema de recolección de gas en baja presión, líneas de flujo, 200 km de oleoductos y 180 km del sistema de transmisión de gas en alta presión. 	<p>Alcanzó un avance físico acumulado de 16,62% (que contrasta con el avance de 15% que tenía en 2012). Sus principales aspectos y logros:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Arranque parcial del proyecto Güere, con la entrega de 20 mmpcd de gas, para mercado interno. ▪ Construcción de las estaciones de flujo, sistemas de recolección, sistema de transmisión, líneas de flujo y vías operacionales. ▪ Inicio de la construcción del sistema de transmisión Chimire-Soto, avance físico 15,88%. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Construcción de terraza de la planta compresora Boca II. ▪ Iniciada la procura internacional asociada a la planta compresora Boca. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecución de la ingeniería de detalle de las facilidades de producción Bloque nipa. ▪ Ejecución de la ingeniería básica de las facilidades de producción Bloque Chimire.

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
Proyecto IV Tren San Joaquín	Esta planta de extracción de LNG(Revisar) permitirá el incremento de la capacidad de procesamiento en el área de Anaco en 1,000 mmpced, con un 98% de recobro de propano, generando 50 mbd de LNG(Revisar) y 890 mmpced a los sistemas de transporte de gas al mercado interno.	Alcanzó una ejecución física acumulada de 39,83% (que se mantiene con respecto a 2012), con la ejecución de las actividades: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Construcción de la Fase II de vialidad de acceso a la Planta de Extracción San Joaquín. ▪ Instalación y puesta en marcha del turbogenerador que aporta 19,6 MW al sistema eléctrico nacional.nacional.
Piritál I	La planta de extracción de LNGPiritál I, permitirá contar con capacidad para procesar 1,000 mmpced en el área del norte de Monagas, para aprovechar gas actualmente inyectado a pozos en operaciones de producción de crudo, con un 99% de recobro de propano, generando 42 mbd de LNG	Presenta un avance físico de 8,47% (se mantiene con respecto al año 2012), motivado a gestiones y trámites realizados para la obtención de financiamiento externo con las empresas Gs Engineering & Construction (Gs E&C). En fase de contratación para la culminación de la ingeniería de detalle de la infraestructura.
Aumento de Capacidad de Fraccionamiento en Jose	Ejecutar la ingeniería, procura, construcción y puesta en marcha de un nuevo tren de fraccionamiento de LNGde 50 mbd en la planta de fraccionamiento y despacho de Jose, además de los servicios industriales, facilidades de transporte, entrada, recepción de IG I n, almacenaje y despacho.	Presentó un avance del 29,08%, siendo el principal logro: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reemplazo y puesta en funcionamiento del brazo de carga nº 8 de la plataforma nº 9 del terminal marino de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose.
Planta de Extracción Profunda Soto	Comprende la implantación de un módulo de extracción de líquidos para cumplir con el suministro de materia prima requerida por el parque industrial petroquímico y garantizar el proceso de 200 mmpced de gas natural del área de Anaco y san tomé, permitiendo incrementar la producción de LNG en 15 mbd, los cuales serán transportados a través de un poliducto de 35 km desde soto hasta san Joaquín para luego ser fraccionados en el Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui. Adicionalmente, incluye el desarrollo de la infraestructura eléctrica requerida al aportar 45 MW al sistema eléctrico nacional,	Alcanzó un avance acumulado de 45,22% (se mantiene igual que en el año 2012). El principal logro al cierre del año 2013 fue la ejecución de las obras civiles y mecánicas de la infraestructura eléctrica soto norte, con un avance general de 77,38%.
Manejo y Disposición de Dióxido de Carbono (CO ²)	A través de este proyecto se pondrán en marcha plantas para el acondicionamiento e inyección de este gas contribuyente al efecto invernadero en yacimientos calificados, con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos líquidos mediante procesos de recuperación mejorada ¹⁵ . La Fase I del proyecto manejará una capacidad de 32 mmpced de Co2, tomados de la planta de extracción profunda Soto. La Fase II, con capacidad de manejo de 210 mmpced de Co2, está basada en la implantación del proyecto Calidad de Gas al Mercado interno.	Alcanzó un avance acumulado de 8,83% (avanzó desde 4,45% en el año 2012) . Las actividades que apalarcaron el avance fueron: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecución de la Fase III de los estudios especiales de yacimientos para determinar factibilidad de inyección de co² al campo Zapato/Mata R con miras a recuperación mejorada de Hidrocarburos (rmH). ▪ Avance de la ingeniería básica 60,53%.

¹⁵ Para dar cumplimiento a la normativa de transmisión de gas a venta, PDVSA Gas tiene la responsabilidad de instalar unidades capaces de disminuir el contenido de Co2 en el gas de procesamiento hasta las nuevas figuras requeridas, en conformidad con estándar Convenio 3.568, que entró en vigencia a partir del año 2013.

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
Gasoducto Nor-Oriental José Francisco Bermúdez	Contempla la ejecución de las fases de visualización, conceptualización, definición, implantación y puesta en servicio de la infraestructura que permitirá transportar los volúmenes de gas natural producidos en los desarrollos ubicados en Costa Afuera oriental, desde Güiria hasta los centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y norte de los estados Anzoátegui y Monagas para satisfacer la demanda de gas en el área de mercado interno en refinación, sector industrial y doméstico.	<p>Actualmente se encuentra en fase de implantación y presentó un avance físico de 92,94% (desde 51% en el año 2012). Entre los principales aspectos y logros al cierre del año 2013 se tienen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Culminada la construcción del gasoducto de diámetro de 36 pulgadas y 68 km de longitud, en el tramo Provisor - Cumaná, desde la estación de válvulas Bm-11 (provisor) hasta la estación de válvulas Bm-14 (Cumaná), entre los estados Anzoátegui y Sucre. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Culminada la construcción de los gasoductos de diámetro de 36 y 16 pulgadas, con una longitud total de 155 km, en el tramo Cumaná - Cariaco - Araya - Coche - Margarita, desde la estación de válvulas Bm-14, sector altos de tres picos, Cumaná, Estado Sucre, hasta la estación de válvulas Bm-30, sector Macho Muerto, Isla de Margarita, Estado Nueva Esparta; con un incremento de la capacidad de transporte en 180 mmpcd. ▪ Construcción de la estación de regulación primaria y estaciones de distrito en las estaciones de válvulas de Coche y Margarita. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecutada la instalación de 158 km de tubería de 36 pulgadas de diámetro correspondiente al paquete de construcción n° 7 Güiria - El Pilar - Cariaco.

Ampliación del Sistema de Transporte Bajo Grande Ulé - Amuay	<p>Ampliar la capacidad de transporte de 220 mmpcd a 620 mmpcd, con lo cual se podrá apalancar el cumplimiento de los compromisos de entrega de gas de carácter nacional e internacional, siendo estos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Recibir el gas proveniente del bloque Cardón IV y cumplir con lo establecido en el contrato firmado entre PDVSA, ENI y Repsol para el suministro de gas natural por parte de Cardón IV, S.A. a su filial PDVSA Gas. ▪ Cumplir los compromisos contractuales de exportación de gas hacia la República de Colombia. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cubrir la demanda de gas del sector eléctrico (planta Josefa Camejo, Termozulia I y II), y satisfacer la demanda de gas al sector doméstico, comercial, industrial y plan nacional de gas vehicular. 	<p>Presentó avance físico acumulado de 37,50% (desde 33% en el año 2012). Las actividades y logros que apalancaron el avance fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Culminación de la ingeniería del proyecto. ▪ Construcción de parte de la adecuación de la estación terminal km 217. ▪ Adecuación de la estación de seccionamiento km 215 y tendido de tubería de 26 pulgadas desde estación km 215 hasta estación km 217. ▪ Avance en la construcción de la estación terminal Bajo Grande (75%) y la estación terminal km 217 (9,77%).
--	--	--

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
Interconexión Centro-Occidente	Interconectar el sistema Anaco - Barquisimeto con el sistema ule - Amuay para transmitir 520 mmpced adicionales de gas desde oriente hasta occidente del país con la finalidad de garantizar el suministro de gas al CRP, liberar líquidos para exportación y suplir parcialmente la demanda del occidente (empresas petroquímicas, sector eléctrico e industrial).	Se encuentra en fase de implantación y alcanzó un avance acumulado de 90,60% (desde 88% en 2012). Las actividades y logros alcanzados durante el 2013 se describen a continuación: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Culminada la ingeniería de detalle del proyecto. ▪ Firmado contrato de completación de la construcción y arranque de Planta Compresora los Morros. ▪ Arranque del tren de compresión 1 de la nueva planta compresora Altagracia, incorporando aproximadamente 400 mmpced al sistema Anaco Barquisimeto, a una presión de descarga de 885 psi, para incrementar, de esta manera, la flexibilidad operacional de la planta compresora.
Gasificación Nacional	Gasificar las zonas pobladas de Venezuela, a través de la instalación de redes de distribución de gas metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios, en los sectores doméstico y comercial, con la visión de liberar GLP para exportación, favorecer el desarrollo comunitario y aumentar el nivel de calidad de vida de la población, privilegiando a las comunidades de menores recursos.	Cierra el año con una ejecución física de 53,94% (había avanzado 46% en 2012) y se han gasificado 102,109 hogares en todo el territorio nacional: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Firmado contrato entre PDVSA Gas y consorcio portugués, para ejecución de ingeniería básica del anillo principal que suministrará gas metano directo a la ciudad de Cumaná. ▪ Región Gran Caracas actualmente realiza proyectos con las delegaciones china, rusa y bielorrusa, así como reubicación del gasoducto Caracas - Litoral (tramo Fuerte Tiuna), para gasificar 23,000 hogares, enmarcados dentro de la Gran Misión Vivienda Venezuela.
Rehabilitación de tuberías	El proyecto tiene como objetivo la construcción de reemplazos y nuevas infraestructuras de transporte de gas metano (gasoductos desde 12 hasta 36 pulgadas) para un total de 768 km ubicados entre oriente, centro y centro occidente con la finalidad de incrementar la flexibilidad operacional, elevar la capacidad de transporte y garantizar el suministro a nivel nacional, además del apalancamiento del desarrollo social en las zonas aledañas donde se ejecutará el proyecto. A fin de evitar que se produzca una disminución en la capacidad de transporte y distribución en 440 mmpced, se ha previsto el desarrollo de reemplazos de instalación de nuevos gasoductos y estaciones de interconexión a nivel nacional.	Presentó un avance acumulado de 10,56%. Las actividades que apalancaron el progreso fueron: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Iniciada construcción del subproyecto Tramos Cortos NurGas de 30 pulgadas. ▪ Firma de contrato del proceso reemplazo de tubería sistema de transmisión de gas Anaco - Barquisimeto / Subsistema Epa - N50 (gasoducto NurGas 30 pulgadas). <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inicio de ingenierías básica y de detalle de los subproyectos: gasoducto de 26 pulgadas Arichuna - Figueroa, reemplazo de tramos cortos lazo 26 pulgadas Arichuna - Caiza, reemplazo tramos cortos gasoducto de 26 pulgadas La Encrucijada - Los Morros y reemplazo tramos cortos lazo 20 pulgadas Tejerías - Guacara.
Proyecto ampliación Sistema de transporte Anaco - PLC (Fase I y II)	Proveer la infraestructura de transporte de gas metano necesaria para satisfacer la demanda de gas futura, para el sistema Anaco - Puerto la Cruz, a fin de apalancar el desarrollo de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y petroquímico, enmarcado dentro del plan siembra petrolera 2005-2030.	Cerró el año 2013 con un avance acumulado de 96,82% (avance que se mantiene desde 2012), motivado al reinicio de dos procesos de contratación: trabajos electromecánicos para la estación de seccionamiento Barbacoas II y obras complementarias para la construcción de la estación de seccionamiento Barbacoas II, bajo nueva modalidad de contratación

PROYECTO	OBJETIVO	SITUACIÓN ACTUAL
Proyecto ampliación Sistema de transporte Anaco - Puerto Ordaz (Gasoducto EPA Soto)	<ul style="list-style-type: none"> Proveer la infraestructura de transporte de gas metano necesaria para satisfacer la demanda de gas futura, para el sistema Anaco - Puerto Ordaz, a fin de apalancar el desarrollo de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y petroquímico enmarcados dentro del plan siembra petrolera 2005-2030. Transportar 200 mmpcd adicionales de gas metano proveniente del norte de Monagas dirigidos a satisfacer la demanda del sector eléctrico. 	<p>Tuvo una ejecución física acumulada de 99,82% (desde 91% en 2012), destaca como logros del 2013 los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Puesto en operación el gasoducto de 36 pulgadas y 29 km de longitud. Finalización de la construcción de la estación Asapo 36, tramo Epa - Soto. Realizada prueba hidrostática del gasoducto, alineación y soldadura, gammagrafía, perforación bajo suelo, banqueo en terreno normal, instalación de soportes de tuberías, prueba hidrostática de las estaciones Epa y Soto, arranque y puesta en marcha del gasoducto, instalación de spools y válvulas en la estación Epa y realización de puntos de empalmes mediante juntas blindadas en las estaciones Epa y Soto. Finalizada la construcción de las obras complementarias.
Proyecto ampliación Sistema de transporte Anaco - Puerto Ordaz (Gasoducto tramo West Lejos - Morichal - Mamo)	Proveer la infraestructura de transporte de gas metano necesaria para satisfacer la demanda de gas futura, para el sistema Anaco - Puerto Ordaz, a fin de apalancar el desarrollo de los sectores industrial, eléctrico, petrolero y petroquímico enmarcados dentro del plan siembra petrolera 2005-2030, para impulsar el desarrollo energético de esta zona del país.	Presentó una ejecución física acumulada de 95% (que se mantiene desde 2012), destaca la puesta en servicio del tramo West - Lejos - Morichal.
Proyecto ampliación Sistema de transporte Anaco - Barquisimeto	Aumentar la capacidad de transporte y mejorar la confiabilidad y flexibilidad operacional para garantizar el suministro de gas actual y futuro hacia la Gran Caracas, el litoral Central, litoral Carabobeño y el eje hacia Barquisimeto; mediante la sustitución de sistemas con problemas de integridad mecánica y de otros que permitan el aumento de la capacidad actual.	<p>Presentó ejecución física acumulada de 45,65% (avanzó desde 32% en el año 2012). Destaca como logros para el año 2013:</p> <ul style="list-style-type: none"> Instalados 55 km de gasoducto de 20 pulgadas de la Fase I del Proyecto Morón - Barquisimeto y 24 km de gasoducto de 20 pulgadas de la Fase II. Culminadas las actividades mecánicas en los 13 km de tubería del Proyecto Restitución de Capacidad Altagracia - Arichuna (tramo Altagracia - Guatopo) y en ejecución actividades de instrumentación en las estaciones n10 y n50. Construcción y puesta en marcha de un total de 88 km del gasoducto Epa - n30 (tramo n12 - n30).
Suministro temporal termoelectrica La Raisa	Garantizar la ejecución de la infraestructura necesaria para asegurar el suministro de gas a las nuevas plantas de generación eléctrica y las ya existentes a nivel nacional.	Culminados 20 km de tubería de 20 pulgadas, desde la estación de válvula PDVSA Gas Arichuna hasta la planta eléctrica El Sitio, con ramal a la planta La Raisa (longitud 5 km). La construcción de este tramo fue asumida como facilidad temporal. La volumetría suministrada es de 40 mmpcd.
Suministro temporal a la planta eléctrica El Sitio		Culminado un ramal de 1,7 km de 10 pulgadas y una estación de medición y regulación, a portando una volumetría de 40 mmpcd.
Suministro temporal a la planta eléctrica Ezequiel Zamora		Culminados 2,6 km de tubería de 16 pulgadas, una estación de regulación primaria y una estación de medición y regulación. La volumetría suministrada es de 40 mmpcd.
Suministro temporal a la planta eléctrica La Cabrera		Culminados 3,5 km de tubería de 16 pulgadas, una estación de regulación y una estación de medición. La volumetría suministrada es de 103,4 mmpcd.

PRECIOS DEL GAS

Todo el gas producido en Venezuela se consume internamente. Por lo tanto, tiene alto nivel de importancia tomar en consideración el nivel de 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, de acuerdo a 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.

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

	NACIONALES* (REGULADOS PARA EL 2011)		INTERNACIONALES (ENERO 2011) ***		NACIONALES* (REGULADOS PARA 2012)		INTERNACIONALES (ENERO 2012) ***		NACIONALES* (REGULADOS PARA 2013)		INTERNACIONALES (ENERO 2013)	
	Amoco	Lago	Henry Hub	NYC Gate ****	Amoco	Lago	Henry Hub	NYC Gate ****	Amoco	Lago	Henry Hub	NYC Gate ****
Centro de despacho Amoco	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		0,5		3,76		0,53		3,91	

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

*Gas doméstico (Para 2011 y 2012 la tasa de cambio oficial fue de Bs. 4,3 por US\$, para el 2013 la tasa de cambio oficial es de Bs. 6,3 por US\$)

*** Precios al 31 de Diciembre

**** Precios promedio mensual enero

Desempeño de PDVSA

frente a otras empresas petroleras
estatales latinoamericanas

La importancia del petróleo como bien estratégico industrial y motor económico de intercambio tanto local como internacionalmente ha conducido, en muchos países, a la intervención de los Estados en sus sectores petroleros nacionales mediante la creación de empresas estatales.

Estas empresas manejan una diversidad de estrategias que reflejan, en gran medida, los diversos objetivos políticos, económicos y sociales

de los gobiernos que las lideran y la variedad de relaciones que establecen con los contextos históricos, institucionales y geológicos de sus países de origen.

A continuación se establece una comparación del desempeño que da cuenta de los efectos generados por tales relaciones para las empresas estatales PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil) y PEMEX (México). El desempeño se evalúa en función de tres indicadores: producción por empleado, márgenes de ganancia y apalancamiento

PRODUCCIÓN POR EMPLEADO

En lo que respecta a producción por empleado, Pemex, Petrobras y PDVSA registraron una caída en el periodo 2001 - 2013. PDVSA fue la que mostró mayor declinación.

El caso de la empresa venezolana estuvo determinado por la creación de filiales no petroleras y la incursión en actividades que antes eran subcontratadas explicaron parte del aumento de la nómina de trabajadores (desde 39,000 en 2001 hasta más de 113,369 en 2013), al tiempo que se estancó la extracción de crudo. Autores como Mares y Altamirano (2007) argumentan que la reducción del acervo de capital humano durante 2002-2003 afectó la productividad general de la compañía hasta la actualidad.

En el caso de Pemex, el agotamiento de campos como el de Cantarell y la falta de inversión en nuevos campos explican la caída de la producción desde 3,4 millones de barriles al día en 2004 hasta 2,5 millones en 2013. Adicionalmente, la falta de acuerdos de producción con empre-

sas extranjeras ha imposibilitado la transferencia de conocimiento que, junto con la disminución de la calidad del capital humano, explican también la declinación. La influencia ejercida por los sindicatos se ha traducido en exceso de personal; como ejemplo: se calcula que en Pemex existen cinco veces más empleados por barril refinado que en la mayoría de las empresas petroleras (Victor, Hults y Thurber, 2012).

Por otra parte, en Petrobras la nómina pasó de unos 46,000 trabajadores en 2002 a aproximadamente 86,111 en 2013, lo cual explica por qué, en un contexto de aumento de la producción, por empleado muestra una leve declinación. Aun así, Petrobras ha podido consolidarse entre los líderes mundiales en tecnologías para aguas profundas, lo cual ha contribuido a que la producción petrolera se mantuviera en constante ascenso, desde unos 200,000 barriles al día en 1975 hasta 2,12 millones en 2013.

GANANCIAS

Cuando se considera el resultado antes de impuestos, regalías y gastos financieros netos como porcentaje del ingreso, Pemex muestra los mayores valores, lo que es consistente con la estrategia de maximizar el margen operativo y el enfoque de aumentar la producción de campos existentes con pocas inversiones en exploración.

Petrobras, por su parte, muestra el menor valor de este indicador debido, en parte, a un costo de extracción del crudo mayor que los de PDVSA y Pemex (17,22 dólares por barril, contra 11,40 de PDVSA y 7,87 de Pemex), por la dificultad de extraer crudo en los desarrollos costa afuera. Sin embargo, al comparar el resultado neto como porcentaje del ingreso, Petrobras muestra el mayor valor. Esto refleja la alta carga fiscal sobre Pemex (al menos el 60% de sus ingresos son destinados al pago de impuestos y obligaciones). En el caso de PDVSA, sus contribuciones fiscales, transferencias a fondos parafiscales y aportes a programas sociales superan el 70% de los ingresos. Para Petrobras, la carga fiscal promedio de los últimos años apenas ha superado el 30%.

ENDEUDAMIENTO

En esta variable (el cociente entre deuda y activo) el mayor valor fue obtenido por Pemex. Esto se relaciona con su incapacidad para recurrir a fondos propios para financiar sus inversiones, por la alta participación fiscal en sus beneficios.

PDVSA muestra menores valores de deuda financiera con respecto al activo; aunque la creación de acuerdos energéticos que impiden la colocación de producción a precios de mercado, el incremento de la carga fiscal y el subsidio a los combustibles han presionado su flujo de caja, lo que ha conducido a aumentar no solo su deuda financiera sino también la deuda contraída con sus proveedores. Si se suman estos dos pasivos, la relación deuda/activo se ubica en 27,8%.

En el caso de Petrobras, el incremento observado en este indicador está vinculado al ambicioso plan de inversiones emprendido desde 2007 (200,000 millones de USD en cinco años), que llevó su deuda a 252% entre 2006 y 2013. Sin embargo, el efecto en la relación deuda/activo se ha visto mitigado en parte por el aumento vertiginoso de su capitalización de mercado, ante el aumento del precio del petróleo y la rentabilidad mostrada por la compañía.

DESEMPEÑO Y AUTONOMÍA

En países como México y Venezuela, la productividad de los yacimientos favoreció una rápida extracción de crudo y el interés inicial en desarrollar la industria. Estas condiciones crearon oportunidades para la captación de rentas.

Parte de las diferencias de gestión entre PDVSA y Pemex se explican por la forma como se llevó a cabo el proceso de nacionalización. En Brasil, donde el potencial de extracción de crudo era limitado, los objetivos de Petrobras resultaron distintos y el modelo de gestión impuesto otorgó mayor autonomía que, dado el entorno institucional durante su creación, impulsó el desarrollo de competencias y una operación integrada y con innovación tecnológica.

Existen elementos favorables y desfavorables en la gestión de cada empresa y su relación con los objetivos de desarrollo de los países: una gran injerencia de órganos de poder en las operaciones de las empresas afecta su productividad, aunque los objetivos del Estado y la petrolera estén alineados.

Por el contrario, un contexto de mayor autonomía puede favorecer el desarrollo y la eficiencia de las petroleras, a cambio de una mayor asimetría de información que convierta a cada compañía en «un Estado dentro de un Estado», lo cual aumenta el riesgo de intereses divergentes e incluso contrarios en la formulación de la política sectorial.

La elaboración de una agenda para introducir reformas en el sector exige comprender el contexto donde operan las empresas y el modo como este contexto limita o expande el alcance de las reformas.

	PDVSA		PETROBRAS		PEMEX	
	2002	2013	2002	2013	2002	2013
Deuda Financiera / Activo (%)	15,0	18,77	22,77	35,5	32,6	41
Rairg/ingreso (%)	21,7	16	30,0	12	59,1	45
Ganancia (pérdida) neta/ingreso (%)	6,1	13,9	10,2	11,5	-5,0	-10,6

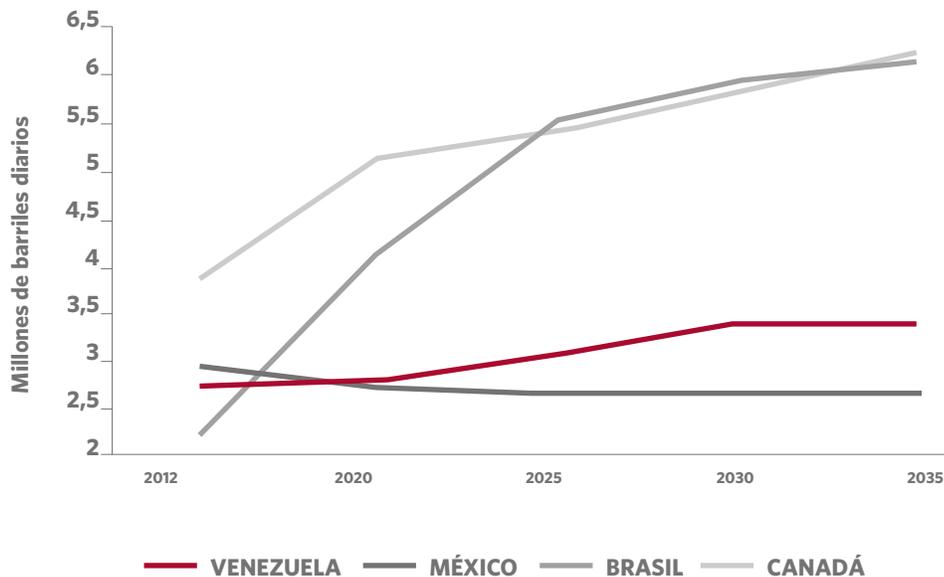
PROYECCIONES **2012-2035**

A continuación se presenta un conjunto de proyecciones estimadas por la Agencia Internacional de Energía (AIE) para el período 2012 - 2035 en el escenario de New Policies.

Petróleo

La AIE estima que Venezuela aumentará su producción de petróleo 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.

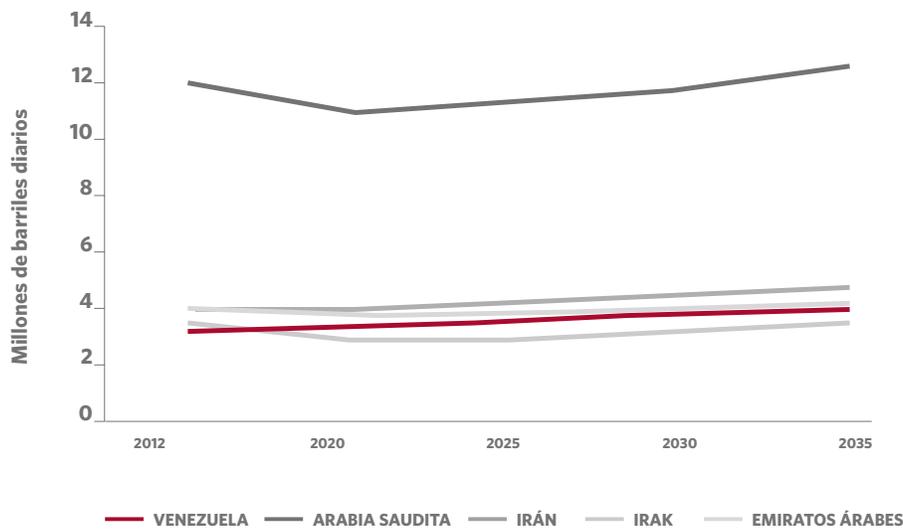
Producción Proyectada Venezuela - América



Para el período 2015 la producción de Brasil, Venezuela y México serán similares, distanciándose en adelante, con una producción mucho más elevada del primero y una tendencia declinante para el tercero.

A partir de 2025 la producción brasilera reducirá su tasa de crecimiento. En el caso de Canadá, 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.

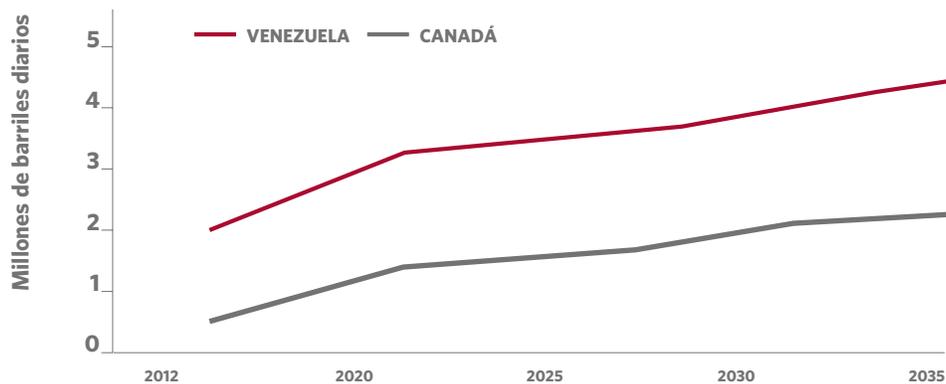
Producción Proyectada Venezuela - OPEP



En casi todos los países que pertenecen a la OPEP se pronostica un aumento de producción. El líder pronosticado de este grupo de países en crecimiento es Qatar, con una tasa de crecimiento de 1,15% promedio anual. Las únicas excepciones son Irak y Kuwait, con decrecimientos de -0,15 % interanual cada uno.

Para cumplir con estas proyecciones de la OPEP, Venezuela deberá tener un crecimiento anual de su producción equivalente a 0,88%.

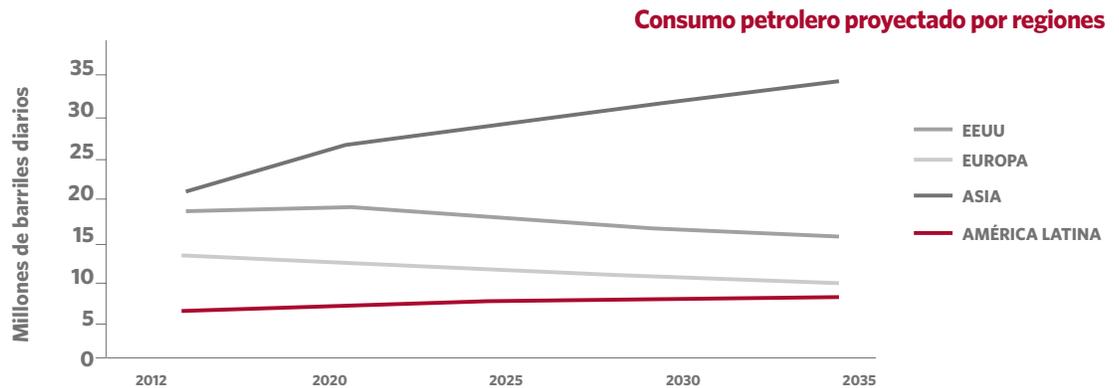
Producción proyectada de crudos no convencionales



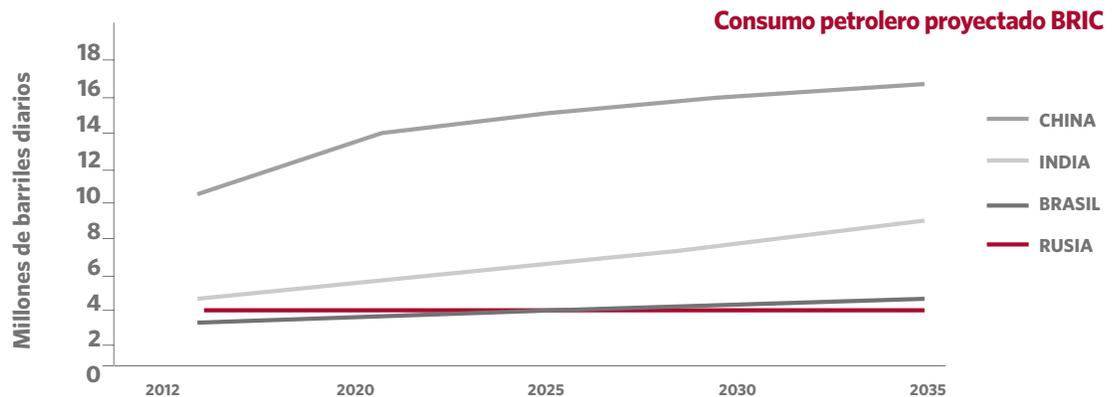
Fuentes: International Energy Agency World Energy Outlook 2013, New Policies Scenario y Cálculos Propios

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. Se espera que alcance el equivalente a 7% anual de incremento. Esta tendencia surtirá un efecto tal que, para el año 2035, aproximadamente el 63% de la producción venezolana será de este tipo de crudo.

En cuanto al consumo mundial de petróleo, la AIE estima un crecimiento compuesto anual de 0,60%, originado mayormente por el crecimiento de países en desarrollo asiáticos (2,11%) y latinoamericanos (1,06%) frente a una reducción en EEUU (-0,80%) y Europa (-1,09%)



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

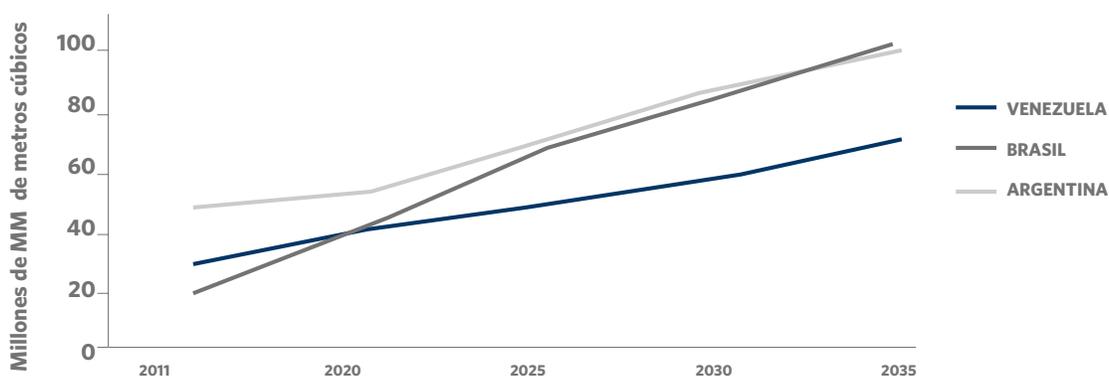


Fuentes: International Energy Agency World Energy Outlook 2013, New Policies Scenario y Cálculos

Gas

Con respecto a la producción de Gas Natural, la AIE proyecta una tendencia creciente sostenida para Venezuela, con un crecimiento anual compuesto de 3,8% y una aceleración considerable a partir del año 2030.

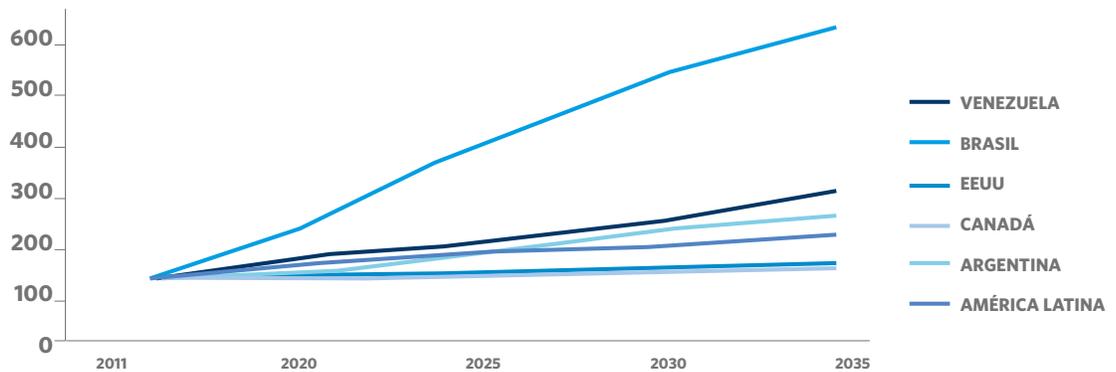
Producción Proyectada de gas natural Venezuela - América



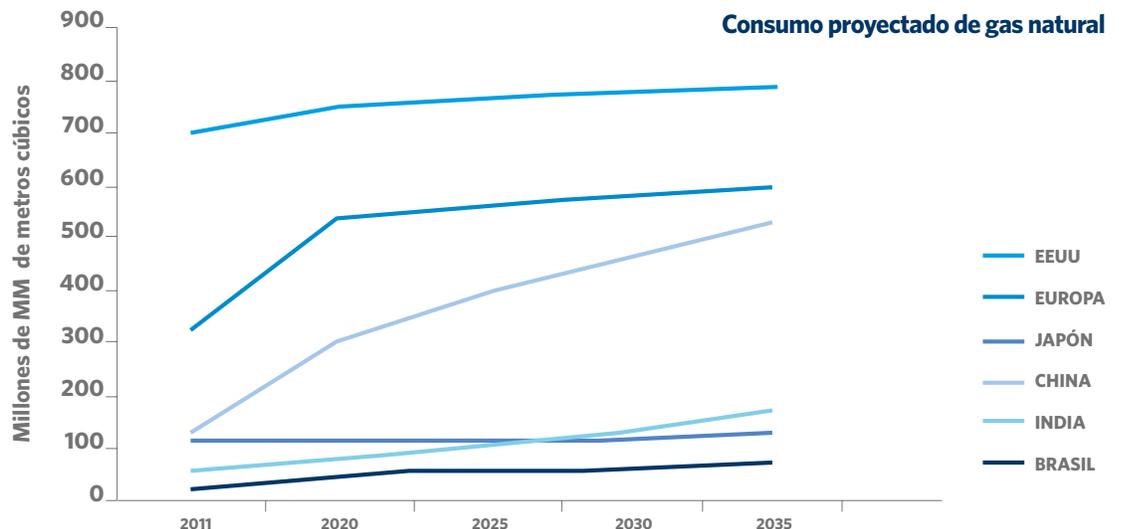
A pesar de los pronósticos positivos para la producción venezolana, el caso de Brasil destaca por su abrupto crecimiento a partir de 2020, año en el que se espera que alcance una tasa anual compuesta de 6,7% de forma sostenida en todo el horizonte temporal estimado. En contraste, Argentina presenta un desempeño menos favorable, con una tasa anual de 4,21%.

A nivel continental, a partir de 2020 se observa una tendencia creciente de 0,61% en la producción de gas de EEUU, caracterizada por la entrada en el mercado de los desarrollos de gas de lutitas. Por su parte, América Latina muestra un crecimiento mayor (2,33%), pero parte de niveles inferiores. Canadá, a pesar de partir con niveles de producción similares a los de América Latina, rezagaría su producción con un crecimiento de 0,35% compuesto anual.

Producción proyectada Continental Gas Natural



En cuanto al consumo proyectado de gas natural, en todo el período 2011-2025, se observa nuevamente un crecimiento proporcionalmente mayor de China (5,95%), con una tendencia positiva en el crecimiento del consumo para EEUU (0,69%) y Europa (2,62%). Brasil muestra una tendencia creciente en su consumo (5,14%), similar a la de India (4,41%). Japón muestra estancamiento (0,14%)



Fuentes: International Energy Agency World Energy Outlook 2013, New Policies Scenario y Cálculos

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

Igor Hernández

Economista, UCAB. MA. Economía, Duke

Profesores

Pedro Rodríguez

Ph.D.(c) NYU., M.Phil. Cambridge

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

María Gabriela Salazar - Economista, UCAB

Jean Paul Leidenz - Economista, UCAB

Alfredo Vetencourt - Economista, UCAB

IESA, Sede Principal en Caracas - Venezuela

Tel: (+58 212) 555 4260