



CENTRO INTERNACIONAL  
DE ENERGÍA Y AMBIENTE



# ENERGÍA EN CIFRAS

EL SECTOR PETROLERO Y GASÍFERO

2014 / 2015

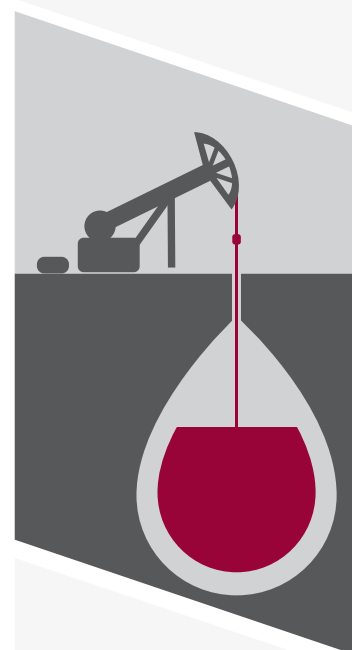
VENEZUELA





## Contenido General

Gráficos	4
Tablas	5
Destacados	6
Notaciones, abreviaturas y acrónimos	7
Resumen Ejecutivo	8
<b>SECTOR PETROLERO</b>	<b>9</b>
Panorama Petrolero	10
Precios del petróleo	12
Exploración y producción	22
Refinación	42
Comercialización	50
Política fiscal y sector petrolero	53
<b>SECTOR GAS</b>	<b>75</b>
Exploración y producción	78
Situación actual de los proyectos	80
Precios del gas	81
<b>UN CAMBIO ESTRUCTURAL EN LOS PRECIOS</b>	<b>87</b>
Cambio de régimen en el mercado petrolero. <i>Por Luis Roberto Rodríguez Pardo</i>	88
<b>PANORAMA DEL SECTOR EN VENEZUELA</b>	<b>97</b>
PDVSA: 10 tendencias alarmantes. <i>Por Francisco J. Monaldi</i>	98
Actores clave en la Faja Petrolífera del Orinoco	101
Encuesta: Oportunidades y Desafíos en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)	126
Oportunidades	128
Desafíos	129
<b>PROYECCIONES</b>	<b>130</b>
Proyecciones para el mercado de petróleo	131
Proyecciones para el mercado de gas	137
Proyecciones de consumo de energía	138

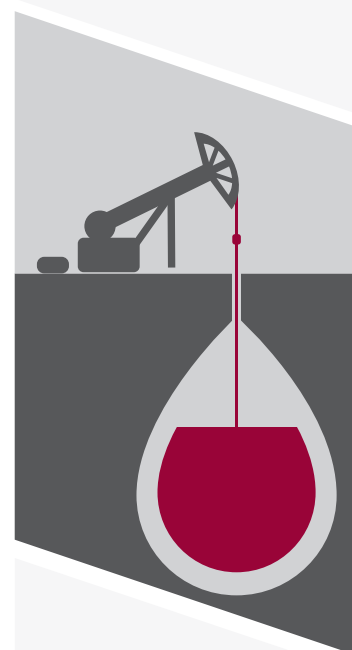


## Índice de gráficos y tablas

Gráfico 1 Histórico del precio del crudo, precios de 2015 (1861-2015)	12
Gráfico 2 Cesta venezolana de petróleo, precios de 2015 (enero 1993 – junio 2016)	13
Gráfico 3 Taladros activos en el mundo y precio real del crudo (enero 2000 – junio 2016)	15
Gráfico 4 Reservas de crudo en el mundo y en Venezuela (2015, miles de millones de barriles)	22
Gráfico 5 Producción de crudo en Venezuela según la OPEP (febrero 2001 – mayo 2016) 1	23
Gráfico 6 Producción de Venezuela según fuente (1980-2015)	24
Gráfico 7 Producción mundial (2015)	25
Gráfico 8 Reservas, producción y consumo interno (1980-2014)	25
Gráfico 9 Producción de crudo por gravedad API (1970-2014)	26
Gráfico 10 Producción OPEP (1965-2015)	27
Gráfico 11 Producción comparada: Venezuela y OPEP, (base 2004=100)	28
Gráfico 12 Producción comparada: Venezuela y América (base 2004=100)	28
Gráfico 13 América: producción comparada de crudo (1980-2015)	29
Gráfico 14 Desembolsos por tipo de inversión (2006-2015)	33
Gráfico 15 Proyecciones de inversión (2015-2019)	34
Gráfico 16 Proyecciones de inversión por tipo, (Millones de USD, 2014-2019)	34
Gráfico 17 PDVSA: inversión y gasto extra-presupuestario (2006-2015)	35
Gráfico 18 Gasto extra-presupuestario, Fonden y programas sociales (2006-2015)	36
Gráfico 19 Taladros operativos de petróleo y gas en Venezuela (enero 2005 – junio 2016)	37
Gráfico 20 Venezuela: Taladros operativos y producción de crudo (enero 2001 – mayo 2016)	38
Gráfico 21 Producción por cuenca (1970-2015)	39
Gráfico 22 Producción por tipo de contrato (1990-2015)	40
Gráfico 23 Producción por tipo de contrato como % de la producción (1990-2015)	41
Gráfico 24 Capacidad nominal de refinación de PDVSA (2014, mbd)	42
Gráfico 25 Capacidad nominal de refinación de PDVSA (2015, mbd)	43
Gráfico 26 Volumen de petróleo procesado en refinerías nacionales (2011-2015)	45
Gráfico 27 Insumos destinados a procesos y mezclas en refinerías nacionales (2011-2015)	46
Gráfico 28 Volumen de petróleo procesado en refinerías internacionales (2011-2015)	47
Gráfico 29 Exportaciones de petróleo y productos (2010-2015)	50
Gráfico 30 Volumen de exportación de crudo y exportaciones por trabajador de PDVSA (1955-2015)	50
Gráfico 31 Exportaciones de crudo y productos por región (2015)	51
Gráfico 32 Exportaciones de crudo y productos por región de destino (2010-2015)	51
Gráfico 33 Exportaciones por producto (2004-2015)	52
Gráfico 34 Resultados anuales de PDVSA (2004-2015)	55
Gráfico 35 Partidas con mayores cambios entre 2013 y 2014	56
Gráfico 36 Partidas con mayores cambios entre 2013 y 2014 (Estados financieros reestructurados)	57
Gráfico 37 Partidas con mayores cambios entre 2014 y 2015 (Estados financieros reestructurados)	58
Gráfico 38 Exportaciones petroleras y no petroleras de Venezuela (1997-2014)	59
Gráfico 39 Ingresos fiscales reales y petroleros (1970-2013)	60
Gráfico 40 Escenarios de captura del gobierno en el régimen fiscal (2014-2016)	61
Gráfico 41 Aportes a la Nación y precio real del crudo (2006-2015)	62



Gráfico 42 Aportes presupuestarios a la Nación (2006-2015)	63
Gráfico 43 Aportes no presupuestarios u "Off-Budget" (2006-2015)	63
Gráfico 44 Contribuciones sociales como porcentaje de ganancias antes de impuestos	64
Gráfico 45 Financiamiento neto del BCV a empresas públicas (julio 2009 – mayo 2016)	65
Gráfico 46 Activos de inversión y de reservas internacionales, países OPEP (2015)	67
Gráfico 47 Variación de activos de reservas e inversión de países OPEP (2015-2016)	68
Gráfico 48 Reservas probadas de gas en Venezuela (1980-2015)	77
Gráfico 49 Distribución de las reservas de gas por cuenca (2015)	77
Gráfico 50 Producción y consumo de gas natural de Venezuela (1970-2015)	78
Gráfico 51 Producción de gas no asociado por región (2015)	79
Gráfico 52 Disponibilidad de gas natural por origen (2015)	79
Gráfico 53 Precio nacional e internacional del gas natural (1990-2015)	81
Gráfico 54 Precio internacional del gas natural (enero 1990-junio 2016)	82
Gráfico 55 Precio del crudo, dólares de 2015 (1930-2015)	88
Gráfico 56 Producción de petróleo, OPEP y No-OPEP	90
Gráfico 57 Producción de petróleo, países seleccionados (1965-2014)	92
Gráfico 58 Producción total en Empresas Mixtas según socio (2000-2012)	101
Gráfico 59 Participación de los actores en el total de la producción de Empresas Mixtas (2000-2012)	102
Gráfico 60 Reservas probadas totales en Empresas Mixtas según socio B	102
Gráfico 61 Producción por división, actores clave (2012)	103
Gráfico 62 Reservas por división, actores clave	104
Gráfico 63 ¿Tiene la empresa mixta en que trabaja un mejorador operativo?	126
Gráfico 64 ¿Tiene la empresa mixta en que trabaja acceso a tasa de cambio SIMADI?	127
Gráfico 65 Oportunidades en la Faja Petrolífera del Orinoco	128
Gráfico 66 Desafíos en la Faja Petrolífera del Orinoco	129
Gráfico 67 Producción de crudo proyectada para América Latina (2020-2040)	131
Gráfico 68 Proyecciones de crecimiento de la producción de crudo de Sur América (Base 2014=100)	132
Gráfico 69 Producción de crudo proyectada para países OPEP	133
Gráfico 70 Proyecciones de crecimiento de crudos no convencionales (2014=100)	134
Gráfico 71 Proyecciones de consumo de petróleo	135
Gráfico 72 Proyecciones de demanda de petróleo	136
Gráfico 73 Proyección de producción de gas natural, regiones y países seleccionados (2020-2040)	137
Gráfico 74 Crecimiento proyectado en la producción por región (2013=100)	138
Gráfico 75 Crecimiento proyectado en el consumo de gas (2013=100)	139
Gráfico 76 Nuevas Políticas: Proyección de participación de los combustibles en la matriz de consumo energético (2020-2040)	140
Tabla 1 Sector petrolero en 2014	10
Tabla 2 Sector petrolero en 2015	11
Tabla 3 Gasto extra-presupuestario: diferencias contables, millones de USD. (2006-2015)	36
Tabla 4 Refinerías de PDVSA en el mundo (2014-2015)	44
Tabla 5 Resumen de estados financieros consolidados de PDVSA (2013-2015, millones de dólares)	53
Tabla 6 Sector gas en 2014	76



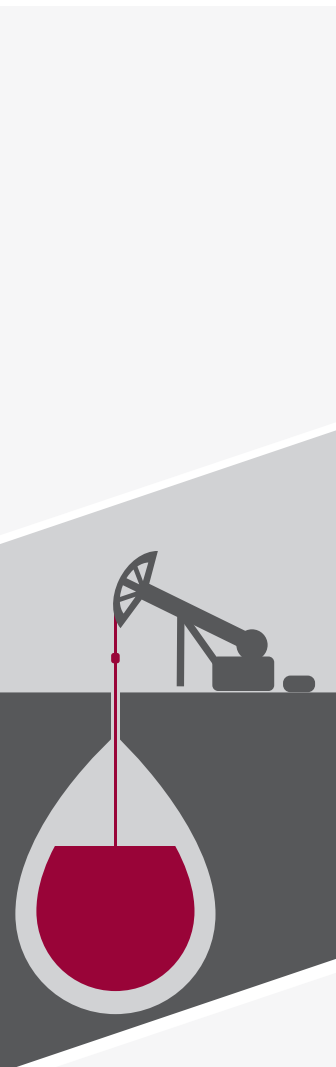


Tabla 7 Sector gas en 2015	76
Tabla 8 Estado de proyectos de gas (2015)	80
Tabla 9 Chevron: Perfil de la empresa	105
Tabla 10 Chevron: Perfil de activos	106
Tabla 11 ENI: Perfil de la empresa	109
Tabla 12 ENI: Perfil de activos	109
Tabla 13 CNPC: Perfil de la empresa	112
Tabla 14 CNPC: Perfil de activos	113
Tabla 15 Rosneft: Perfil de la empresa	116
Tabla 16 Rosneft: Perfil de Activos	117
Tabla 17 Total: Perfil de la empresa	120
Tabla 18 Total: Perfil de activos	120
Tabla 19 Repsol: Perfil de la empresa	123
Tabla 20 Repsol: Perfil de activos	123

## Destacados

<b>Destacado 1</b>	16
La caída de los precios y la nueva realidad del mercado petrolero internacional; por Armando Romero	
<b>Destacado 2</b>	30
¿Por qué Venezuela importa petróleo de Estados Unidos?; por Armando Romero	
<b>Destacado 3</b>	47
Sobre la venta de la refinería Chalmette de PDVSA; por Igor Hernández y Armando Flores	
<b>Destacado 4</b>	70
El largo y tortuoso camino de la renta petrolera; por Diego Guerrero	
<b>Destacado 5</b>	83
¿Por qué Venezuela dejó de importar gas de Colombia?; por Armando Flores e Igor Hernández	
<b>Destacado 6</b>	142
El futuro petrolero de Venezuela y la COP 21; por María Alejandra De Francesco e Igor Hernández	

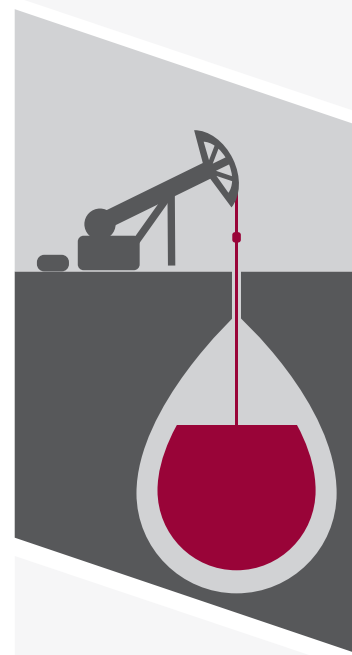
## Notaciones, abreviaturas y acrónimos

### NOTACIONES Y ABREVIATURAS

**boe:** barriles equivalentes  
**mmmpc:** miles de millones de pies cúbicos  
**GNL:** gas natural licuado  
**mbd:** miles de barriles diarios  
**mmBtu:** millones de unidades térmicas británicas  
**mmbd:** millones de barriles diarios  
**mmpcd:** millones de pies cúbicos diarios  
**mmmc:** miles de millones de metros cúbicos diarios  
**mmmpcd:** miles de millones de pies cúbicos diarios

### ACRÓNIMOS

**BCV:** Banco Central de Venezuela  
**EIA:** Departamento de Información de Energía de Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration)  
**FMI:** Fondo Monetario Internacional  
**IEA:** Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)  
**MEFBP:** Ministerio de Economía, Finanzas y Banca Pública, Venezuela  
**MENPET:** Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, Venezuela  
**OPEP:** Organización de Países Exportadores de Petróleo  
**PODE:** Petróleo y Otros Datos Estadísticos  
**USD:** dólares de Estados Unidos  
**WTI:** West Texas Intermediate



## RESUMEN EJECUTIVO

El **Centro Internacional de Energía y Ambiente (CIEA)** del Instituto de Estudios Superiores de Administración presenta una nueva edición de Energía en Cifras. La edición 2014-2015 reseña los indicadores más relevantes de la cadena del negocio de los hidrocarburos en Venezuela, así como su contexto global. **Energía en Cifras** compila los últimos datos oficiales del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, la empresa Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), así como organismos y empresas internacionales como OPEP, BP, IEA y EIA.

En la primera y segunda parte del reporte se examinan las cifras del sector petrolero y gasífero. La tercera parte cuenta con contribuciones analíticas sobre temas coyunturales y estructurales por parte de destacados expertos. La siguiente sección publica el trabajo del **CIEA** para aproximar a la situación del sector en el país. Finalmente el reporte exhibe proyecciones mundiales de consumo y producción de la industria, así como de energía.



## Sector Petrolero

## Panorama Petrolero

Tabla 1 Sector petrolero en 2014

		RESERVAS (MILES DE MILLONES DE BARRILES)	PRODUCCIÓN (MMBD)	CONSUMO (MMBD)
MUNDO		1700.1	88.7	92.1
AMÉRICA		563	26.3	30
VENEZUELA	CRUDO CONVENCIONAL	22.522	1,145	
	CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO	277.431	1,640	
	TOTAL <sup>1</sup>	299.953	2,685 - 2,785	0,663 - 0,781
<b>PROPORCIÓN DE RESERVAS DE CRUDO CONVENCIONAL <sup>2</sup></b>			<b>PROPORCIÓN DE PRODUCCIÓN TOTAL</b>	<b>PROPORCIÓN DE CONSUMO TOTAL</b>
VENZUELA / MUNDO		2%	3,14% - 3,02%	0,72% - 0,85%
VENEZUELA / AMÉRICA		19%	10,2% - 10,57%	2,17% - 2,56%
<b>PROPORCIÓN DE RESERVAS TOTALES <sup>3</sup></b>				
VENEZUELA/ AMÉRICA	53%			
VENEZUELA/ MUNDO	18%			

Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016), Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015).

<sup>1</sup> Cifras más altas de producción y de consumo más bajas corresponden a PDVSA (2015), el resto a BP (2016).

<sup>2</sup> Incluye condensados, livianos y medianos. No incluye gas húmedo.

<sup>3</sup> Incluye condensados, livianos, pesados y extra pesados.

## Panorama petrolero

Tabla 2 Sector petrolero en 2015

		RESERVAS (MILES DE MILLONES DE BARRILES)	PRODUCCIÓN (MMBD)	CONSUMO (MMBD)
MUNDO		1696.6	91.7	95.0
AMÉRICA		570	27.4	31
VENEZUELA	CRUDO CONVENCIONAL	22.667	1,149	
	CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO	278.209	1,597	
	TOTAL <sup>1</sup>	300.876	2,626- 2,746	594 - 678
<b>PROPORCIÓN DE RESERVAS DE CRUDO CONVENCIONAL <sup>2</sup></b>			<b>PROPORCIÓN DE PRODUCCIÓN TOTAL</b>	<b>PROPORCIÓN DE CONSUMO TOTAL</b>
MUNDO		2%	2,86% - 2,99%	0,63% - 0,71%
VENEZUELA / AMÉRICA		18%	9,59% -10%	1,93% - 2,20%
<b>PROPORCIÓN DE RESERVAS TOTALES <sup>3</sup></b>				
VENEZUELA/ AMÉRICA		53%		
VENEZUELA/ MUNDO		18%		



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016), Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

<sup>1</sup> Cifras más altas de producción y de consumo más bajas corresponden a PDVSA (2015), el resto a BP (2016).

<sup>2</sup> Incluye condensados, livianos y medianos. No incluye gas húmedo.

<sup>3</sup> Incluye condensados, livianos, pesados y extra pesados.



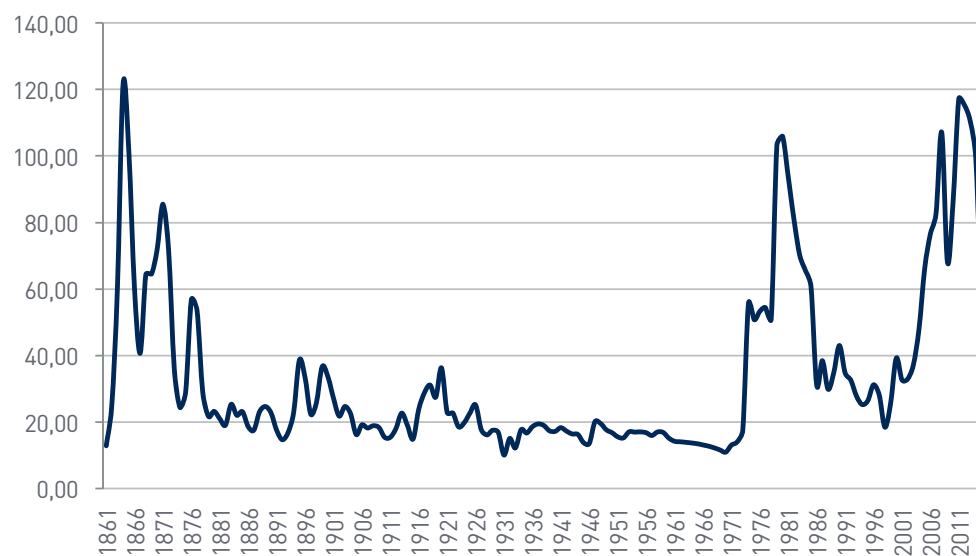
## Precios del petróleo

El promedio del precio del crudo en 2014 se ubicó en 98.95 USD. Esto sugiere una caída de 10% respecto al precio real de 2013. En promedio el precio mantuvo el comportamiento del boom histórico. Asimismo, el precio corriente anual de la cesta venezolana fue de 88.42 USD. En términos reales experimentó una caída interanual de 12%.

Sin embargo, el comportamiento mensual de los precios revela una variación interanual de -44% en diciembre de 2014, ubicándose el precio real de la cesta venezolana en 54.09 USD. La última vez que se experimentó ese nivel de precios fue durante la crisis de 2009. La caída del nivel de precios comienza en el segundo semestre de 2014, por lo que la serie anual no muestra la magnitud de la caída hasta 2015.

Durante 2015 el precio real alcanzó los 52 USD por barril, una variación de -47% respecto a 2014. La cesta venezolana de crudo en términos reales osciló entre un máximo de 56.31 USD y un mínimo de 30.16 USD en 2015, a diferencia de 2014 cuando el precio estuvo entre 98.58 USD y 54.09 USD. Esta caída del precio del crudo se prolonga hasta 2016, cuando la cesta venezolana alcanza 24.15 USD por barril en febrero. Para diciembre 2015, la variación interanual del precio 69%.

Gráfico 1 Histórico del precio del crudo, precios de 2015 (1861-2015)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2015) y FRED (St. Louis FED, 2016) <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Desde 1861 hasta 1994 cesta promedio de Estados Unidos. Desde 1945 hasta 1983, crudo liviano árabe publicado en Ras Tanura. Desde 1987, marcador Brent.



**Gráfico 2** Cesta venezolana de petróleo, precios reales de 2015 (enero 1993 – junio 2016)

Fuente: Cesta Venezolana (MENPET, varios años) y FRED (St. Louis FED, 2016).

Se han sugerido al menos dos elementos fundamentales que explican esa variación: el aumento de la producción norteamericana y un menor crecimiento económico mundial. Los proyectos de lutitas o shale-oil de Estados Unidos han significado un incremento importante en la producción así como una disminución constante de sus importaciones. Por su parte, la demanda de crudo ha perdido dinamismo debido al menor desempeño económico, especialmente por parte de los países asiáticos.

Algunos estudios estiman una elasticidad precio unitaria de largo plazo para la actividad de los taladros<sup>1</sup>. Relación variable dependiendo de la región por las características de desarrollo del tipo de crudo. En ese sentido, se puede observar como la actividad de los taladros mantiene correlación con el precio.

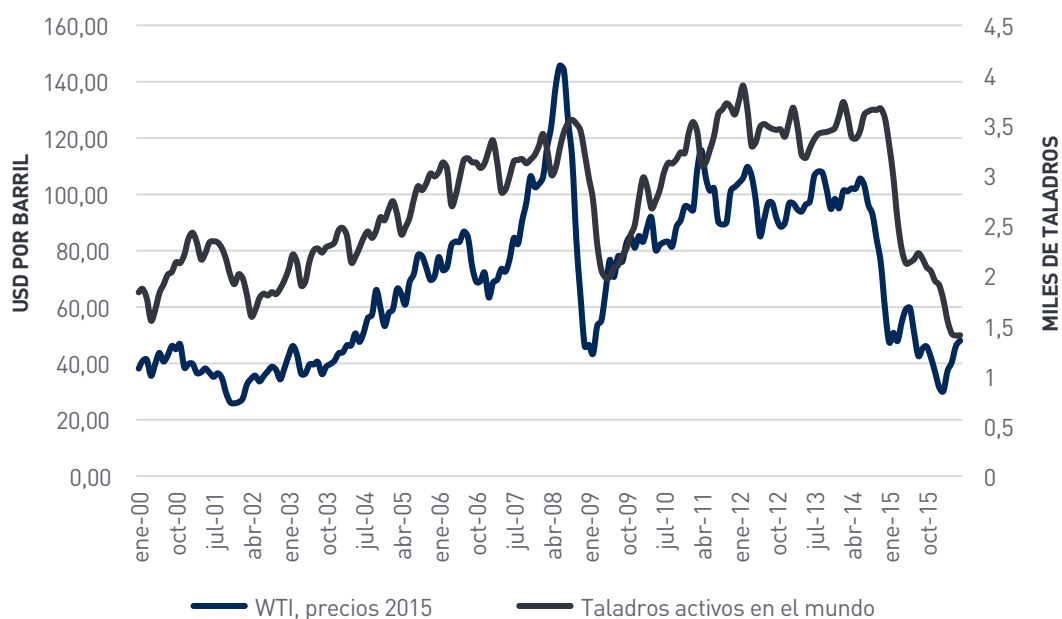
<sup>1</sup> Ver Ringlud, G.B.; Rosendahl, K.E.; y Skjerpen, T. (2008) Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation. Energy Economics, v. 30, n. 2, pp. 371-396.





Estados Unidos representó durante 2014 el 52% de la actividad mundial de taladros y su producción de crudo no convencional es parte de un proceso intensivo distinto a la producción tradicional. Esta distinción en el proceso productivo, el cual combina la perforación horizontal con la fracturación hidráulica, ha reducido el rezago entre inversiones y producción, y por ello ha hecho la oferta petrolera derivada de estos yacimientos más elástica con relación al precio del petróleo. En consecuencia, este factor generó la expectativa de una competencia por cuotas de mercado entre los productores tradicionales y el shale americano, para desincentivar la producción.

Gráfico 3 Taladros activos en el mundo y precio real del crudo (enero 2000 – junio 2016)



Fuente: International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2016), FRED (St. Louis FED, 2016)

Posiblemente como consecuencia de la caída en los precios, puede observarse una caída en la actividad de los taladros mundiales a partir de noviembre de 2014. En mayo de 2016 se observa el mínimo en actividad mundial de taladros desde el 2000. En junio del mismo año los taladros mundiales sufren una caída interanual de 34%, mientras el precio experimenta una ligera recuperación. Cuando se observa la variación de los taladros por región, Canadá y Estados Unidos muestran la mayor caída de su actividad en 2016. Esto puede deberse a la pérdida de competitividad y cuota de mercado de los productores no convencionales de Texas y arenas bituminosas en Alberta.



# DESTACADO

/1

## LA CAÍDA DE LOS PRECIOS Y LA NUEVA REALIDAD DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

- POR ARMANDO ROMERO -

El reciente desplome en la cotización del crudo, que se mantuvo a la baja y ha caído con más intensidad a finales de 2015 y en lo que va de 2016, parece ser el resultado de cambios profundos en la dinámica del mercado petrolero internacional. La cesta venezolana terminó el año en 29,15\$, viniendo de los 97,09\$ en 2013 y 49,52\$ en 2014. Esto significa que ha perdido un 69% en su precio desde 2014.

A mediados de enero, marcadores como el West Texas Intermediate (WTI) alcanzaron precios mínimos en 12 años, motivando algunas acciones de grandes productores en febrero, con lo que se espera una recuperación durante los próximos meses. Sin embargo, las proyecciones sostienen que los precios bajos (comparados con los máximos históricos recientes) se mantendrán en el futuro inmediato. Y muchos analistas sostienen que el mercado está arribando a una nueva situación de equilibrio, en precios inferiores a los acostumbrados 100 dólares por barril.

A diferencia del año 2009, cuando ocurrió una caída similar, el desplome reciente en la cotización no parece estar motivado por elementos de entorno en los mercados financieros globales, sino a cambios estructurales en el mercado petrolero. La irrupción de nueva oferta y el cambio de estrategias de algunos oferentes tradicionales se han combinado con cambios en el perfil de la demanda, que ha venido disminuyendo en su crecimiento en años recientes.

Históricamente, la respuesta de los productores y consumidores ante estos cambios en el mercado ha sido lenta, por lo que los precios varían de manera significativa en el corto plazo. En adelante, son resumidos algunos de los acontecimientos que están generando profundos cambios en los mercados mundiales de petróleo crudo.


### La revolución del Shale Oil

El uso combinado de perforación horizontal y fracturación hidráulica en exploración, y producción en formaciones de rocas bituminosas en Estados Unidos, ha permitido aumentos nunca antes vistos en los niveles de producción en ese país desde 2006.

La revolución del Shale es la razón detrás de la adición de más de cinco millones de barriles diarios a la oferta mundial hasta 2014. A pesar de que los costos son superiores a los de productores convencionales, la productividad en términos de tiempo de perforación, pozos perforados por taladro y barriles producidos por día ha aumentado significativamente, lo que permite que, incluso al precio actual, muchos campos puedan cubrir sus costos operativos de producción. Estas mejoras de productividad le permitieron a Estados Unidos convertirse en el primer productor mundial, superando a Rusia en 2011 y a Arabia Saudita en 2012.

Sólo en el primer trimestre de 2015, la producción aumentó en más de 400 mil barriles diarios, aunque la situación de precios bajos haya ocasionado un retroceso importante a finales de ese año. Además, se llevaron a cabo las primeras exportaciones libres de crudo en cuarenta años a principios de enero, luego del levantamiento, a finales de 2015, de las prohibiciones vigentes desde 1973. Recientemente, la propia PDVSA compró unos 550 mil barriles de West Texas Intermediate, el primer cargamento de crudo reciente enviado a América Latina.

Mientras el precio del crudo cubra al menos los costos operativos, una buena parte de la producción adicional no desaparecerá a pesar del desplome de los precios. Aunque en 2015 la actividad de los taladros disminuyó un 62%, un 80% en perforación horizontal y se espera que la producción caiga unos 600 mil barriles



en 2016, las mejoras en productividad parecen indicar que el petróleo de lutitas permanecerá en el mercado, aun con bajos precios. Algunos analistas calculan que un precio de 45\$ por barril detendría la salida de oferta estadounidense del mercado, un nivel que se alcanzaría a finales de 2016.

#### La estrategia Saudí y la producción OPEP

Con casi el 40% de la producción total de los países OPEP, Arabia Saudita es el miembro más influyente en la organización y de su apoyo dependen la mayor parte de las decisiones que se toman en su seno.

En respuesta a los cambios en la oferta mundial generados por la entrada al mercado del shale oil, el país ha decidido modificar sustancialmente su estrategia para maximizar beneficios en el largo plazo, apoyado ampliamente por sus aliados del Golfo.

Hasta 2014 la OPEP habría acordado compensar choques de oferta para mantener los precios estables alrededor de 100 dólares por barril, a través de recortes o aumentos en la producción, principalmente saudí. Sin embargo, apoyada en su ventaja en términos de costos, la nueva estrategia de este país consiste en recuperar y ganar cuotas de mercado aumentando la producción en el corto plazo, aun cuando los precios caigan drásticamente y en contra de las peticiones de recorte de producción de otros miembros de la OPEP.

Los saudíes intentan recuperar poder de mercado y reducir los espacios para los productores no convencionales, luego de que los recortes de producción con miras a elevar los precios le hayan restado espacios. Sin embargo, esto está fuertemente condicionado por la vuelta al mercado de Irán y el posible posicionamiento en China. Arabia Saudita sumó unos 600 mil barriles diarios a la oferta mundial de crudo durante los dos primeros trimestres de 2015, adicional a otros 600 mil del resto de países de OPEP, casi todos provenientes de países del Golfo.


Y a pesar de que durante los últimos meses la producción saudí y del resto ha disminuido levemente, el grupo decidió, a principios de diciembre pasado continuar con la política actual, vistos los resultados sobre la producción no convencional, que se ha reducido de manera drástica. Los saudíes, por su parte, están apostando a medidas de ajuste para soportar la época de precios bajos y han anunciado recortes presupuestarios, establecimiento de nuevos impuestos y hasta su intención de emitir acciones de la estatal petrolera, ARAMCO.

#### China y la desaceleración global

El denominado “súper ciclo de precios”, que comenzó en 2002 y vio aumentar de manera importante el precio de todo tipo de materias primas, ha sido atribuido principalmente al crecimiento sostenido de la demanda de estos bienes en los mercados emergentes, principalmente los asiáticos y particularmente China.

Los aumentos de precios coincidieron con mayores tasas de crecimiento del producto y por tanto de la demanda de commodities en economías emergentes. En 2010, esta explosión de crecimiento comenzó a menguar, lo que ha implicado una expansión menor en la actividad productiva de la economía global y un menor crecimiento en el consumo de materias primas.

Las tasas de crecimiento global han caído más de la mitad entre 2010 y 2014. Sin ninguna excepción, todas las regiones del mundo han mostrado un menor desempeño desde entonces, incluida una recesión en Europa y una lenta recuperación desde la crisis de 2008.



Los combustibles han sido particularmente sensibles a esto, con una reducción generalizada de alrededor de un tercio en las tasas de crecimiento de la demanda mundial de petróleo crudo y de hasta la mitad en el caso de los países asiáticos.

El caso de China es relevante puesto que ha sido el responsable de la mayor parte de los incrementos de la demanda en los últimos años (30% según la Agencia Internacional de Energía), algo que hace que el menor crecimiento de esta economía, acentuado por la reciente devaluación e inestabilidad de sus mercados financieros, impacte sensiblemente sobre el crecimiento de la demanda de crudo, sin que pueda ser reemplazada por nuevos demandantes en un contexto de desaceleración global.

Recientemente, los indicadores de actividad industrial y demanda de combustibles continúan a la baja. Ante el desgaste del modelo de crecimiento chino, el futuro del crecimiento de la demanda parece estar en India, que al mismo tiempo no promete generar el voraz apetito por las materias primas que una vez tuvo de su par asiático y segunda economía del mundo.

#### Irán y posibles nuevos entrantes

En años recientes, acontecimientos como la guerra civil Libia y las sanciones contra el programa nuclear iraní habían impactado de manera importante en el mercado.

En julio de 2015, Irán, Estados Unidos, China y la Unión Europea lograron un acuerdo para el levantamiento de las sanciones que prohibían la compra de crudos iraníes, lo que implica que el país islámico podrá colocar de nuevo un millón de barriles diarios que había recortado de su oferta desde principios de 2012. Según algunos analistas, las expectativas apuntan a que la producción iraní alcance estos niveles de producción a mediados de 2016, una expectativa que incide de manera importante en los precios. Además, en el largo plazo se espera que la producción iraní aumente en más de 2 millones de barriles diarios antes de 2020, perspectiva que coincide con los anuncios oficiales acerca de nuevos proyectos luego del levantamiento de las sanciones. Esto implicaría la adición de unos 600 mil barriles sólo en el primer semestre de este año, aunque algunos pronósticos han comenzado a desestimar la capacidad del país para colocar crudo en los mercados internacionales, limitando esta adición a unos todavía significativos 400 mil barriles diarios. Con todo, el país exportó un primer lote de crudo a Europa este mismo mes y ha anunciado la flexibilización de las condiciones a los inversionistas privados, así como la voluntad de participar en un acuerdo con los productores no-OPEP.

Por otro lado, la producción de Libia sigue estando muy por debajo de los niveles previos al inicio de los conflictos. Y eso deja espacio al aumento de la oferta de ese país, luego de una posible pacificación que, de acuerdo con varios analistas, no luce tan lejana. A esto se suma la recuperación de la producción de Irak, parcialmente afectada por la irrupción de ISIS en el país, aunque con una leve tendencia ascendente desde 2012.

En este contexto, el asunto más relevante es que, dada la situación de bajos costos operativos de estos países, toda esta nueva oferta se incorpora al mercado independientemente del nivel de precios prevaleciente.

### Rusia y la situación de otros productores no OPEP

El grupo de países productores no miembros de la OPEP son particularmente sensibles al desplome de los precios. A pesar de esto, en conjunto y hasta el momento han sido resistentes, con reducciones leves en su producción.

Rusia, el tercer productor mundial, redujo su oferta en 200 mil barriles diarios a finales de 2015, luego de experimentar un máximo histórico de más de 11 millones de barriles diarios unos seis meses antes. En días recientes, voceros del gobierno de ese país mostraron interés en establecer conversaciones con miembros de la OPEP para concertar acciones en el mercado y, al parecer, lo han conseguido esta semana: Arabia Saudita y Rusia, los dos mayores exportadores del mundo, han anunciado un acuerdo para congelar la producción en niveles de enero.

Sin embargo, la aplicación de este acuerdo está condicionada a la participación de países como Irán e Irak. El primero ya ha anunciado su interés, lo que ha provocado reacciones en el mercado, sin que todavía se conozcan los alcances del acuerdo.

Los saudíes han expresado que la intención del pacto es encontrar la producción con el consumo y estabilizar los precios, antes que provocar giros significativos o hacer recortes en la producción. A pesar de eso, la situación de los productores no-OPEP tras la caída en los precios, con altos costos operativos en la mayoría de los casos, ha provocado una disminución en la cantidad de taladros activos, así como el cierre de gran cantidad de pozos que dejaron de ser rentables.

Todos estos hechos, conjugados con la caída en la inversión actual, son un antecedente a futuras disminuciones de producción. Esto incluye, además de Rusia, a países como Brasil, México, Noruega y otros que representan más de la mitad de la producción mundial. La oferta de todos estos países en conjunto se ha reducido y se espera una caída de unos 660 mil barriles diarios en 2016. Así la nueva situación del mercado resta importantes espacios para estos productores con reducido poder aisladamente, que será todavía más limitado luego de la reducción de su participación.


### Inventarios en ascenso

Los elevados niveles de producción, que no han encontrado demanda suficiente, han hecho aumentar los niveles de inventario de petróleo crudo en todo el mundo. El boom de producción de crudo de esquistos en Estados Unidos ha contribuido a copar la capacidad de almacenamiento hasta niveles de contingencia y de emergencia en algunos casos.

La construcción de infraestructuras en Corpus Christi, Texas, ha aumentado significativamente la capacidad de almacenamiento ante la creciente producción. Según la Agencia Internacional de Energía, los inventarios en ese país ascendieron a casi 500 millones de barriles en septiembre de 2015, sumados a un total de casi 3 mil millones de barriles en el grupo de países del OCDE, una cantidad que cubriría unos 31 días de demanda mundial de crudo. Esta situación es generalizada y se suma a nuevas inversiones en almacenamiento estratégico que planean países como China, cuyo gobierno ha anunciado recientemente la construcción de reservas de alrededor de 600 mil barriles. Esto significaría aumentar la cobertura de sus importaciones desde unos 30 días, en los niveles actuales, a más de 90 días en el futuro, según Reuters.

En este sentido, China estaría aprovechando la caída de la cotización internacional del crudo para aumentar sus reservas estratégicas en favor de su seguridad energética a largo plazo. A la par de estas inversiones,





la reducción del espacio de almacenamiento actual podría añadir algunos barriles a la oferta mundial en el corto plazo, mientras las inversiones en su ampliación se hacen tangibles. Es un efecto que puede esperarse en el corto plazo y que presionaría los precios a la baja.

#### Apreciación del dólar e incremento en las tasas de interés

La crisis de 2008 propició la inyección de gran cantidad de liquidez al sistema financiero internacional por parte de la Reserva Federal. El Banco Central de Estados Unidos redujo las tasas de interés a niveles cercanos a cero y ha comprado masivamente bonos para inundar de dólares los mercados y favorecer el crédito y el crecimiento. Estas medidas produjeron la depreciación del dólar desde 2009 hasta mediados de 2014, el inicio de la recuperación económica norteamericana, cuando el debilitamiento del euro y otras monedas generaron una fuerte apreciación de la divisa norteamericana.

En principio, esto favorecería las exportaciones de petróleo para la mayoría de los países productores, pero el efecto no es compensado por el desplome reciente de los precios. En términos de la cotización internacional del crudo, calculada en dólares, la apreciación de la divisa presiona a la baja los precios, toda vez que los compradores esperan ver compensados los mayores costos para obtener la divisa a través de disminuciones en el precio de la materia prima en sí misma, reduciendo también la demanda.

No es sólo que el petróleo ha perdido valor en el mercado, sino que los dólares que se obtienen a cambio han aumentado su valor. Finalmente, el aumento de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal ha perjudicado la viabilidad de proyectos con altos costos operativos, toda vez que aumentan costos de capital, haciéndolos aún menos rentables luego del duro golpe de la caída de precios. Esta medida ha causado ya el retroceso de un 60% de los proyectos de nuevas perforaciones en Estados Unidos, un país que ha aportado la mayor parte de los incrementos de producción en los últimos años.

Además, el aumento de las tasas profundiza la revaluación del dólar e implica el fin del acceso a liquidez a bajo costo en los mercados financieros para las inversiones en hidrocarburos. Este proceso podrá profundizarse, en tanto que se espera un mayor fortalecimiento del dólar en 2016 y 2017.


#### Mercados de futuros y expectativas de precios

El petróleo es un activo financiero transado en los mercados de futuros con fines especulativos, donde es negociado en contratos de entrega física en el futuro, a diferencia de los contratos spot, que se transan en el presente. Los mercados de futuros se han convertido en la referencia en términos de precios, no sólo para el petróleo sino para el resto de los commodities.

Cuando los precios de futuros se encuentran por encima de los precios spot esperados en la misma fecha ocurre un fenómeno denominado contango, en el que el mercado espera que el precio aumente en el futuro. Y eso está ocurriendo desde finales de 2014, lo que significa que el mercado interpreta que la oferta actual es mucho mayor a la futura y que la caída de precios llegará eventualmente a un límite, esperando un repunte en la cotización.

El fenómeno contrario (backwardation) ocurrió desde julio de 2014 hasta noviembre del mismo año, cuando la tendencia cambió. Por esta razón, muchos especuladores están almacenando crudo, lo que contribuye con el problema de inventarios en el corto plazo. Y esto coincide con la proyección de muchos analistas





y agencias de un repunte de precios en el mediano plazo, probablemente a finales de 2016. Desde el último trimestre del año pasado y durante todo este año esas proyecciones estuvieron cayendo, afectando a la baja la cotización de futuros. Estas expectativas acerca de la cotización futura resultan relevantes, más en momentos de transición en los que los mercados se encuentran ávidos de nueva información.

#### Sobreoferta global y consecuencias sobre los precios del crudo

En síntesis, la oferta mundial de petróleo se encuentra muy por encima de la demanda. Y esta diferencia ha aumentado en años recientes, afectando a la baja los precios.

Según la OPEP, la demanda mundial de crudo fue de 92,9 millones de barriles por día durante 2015, mientras que la oferta fue de 94,9 millones. Desde 2014, la diferencia entre ambas pasó de 1 millón de barriles por día a casi dos millones de barriles por día. Y en 2016, la demanda podría ubicarse en 94,2 millones de barriles, creciendo 1,3 millones de barriles diarios y ampliarse aún más.

Tradicionalmente, se esperaba una intervención de los países OPEP y algunos aliados para estabilizar el mercado. Sin embargo, la renuncia saudí a disminuir su producción obliga a otros productores a hacerlo. Bajo esta premisa, la oferta se hará más eficiente y los precios no volverán a aquellos niveles de 100 dólares por barril. De hecho, la mayoría de las proyecciones de largo plazo apuntan a precios de entre 40\$ y 70\$ por barril.

Todo esto coincide con la visión de que la solución para los precios bajos son precios aún más bajos, que dejen fuera a los actores con menor capacidad en el largo plazo. Es importante tener claro, sin embargo, que los precios del petróleo son extremadamente difíciles de predecir y que los hechos que influyen en su dinámica pueden cambiar en muy corto plazo.

Ante la situación de cambio estructural del mercado petrolero, Venezuela debe adaptarse y formular una mejor estrategia de largo plazo. Esperar una recuperación de los precios en el corto plazo es una apuesta arriesgada y sumamente costosa.

Dadas las distorsiones internas y externas que experimenta nuestra economía, incluidos un déficit fiscal y otro en divisas de grandes dimensiones, un aumento de precios no cambiaría demasiado el panorama.

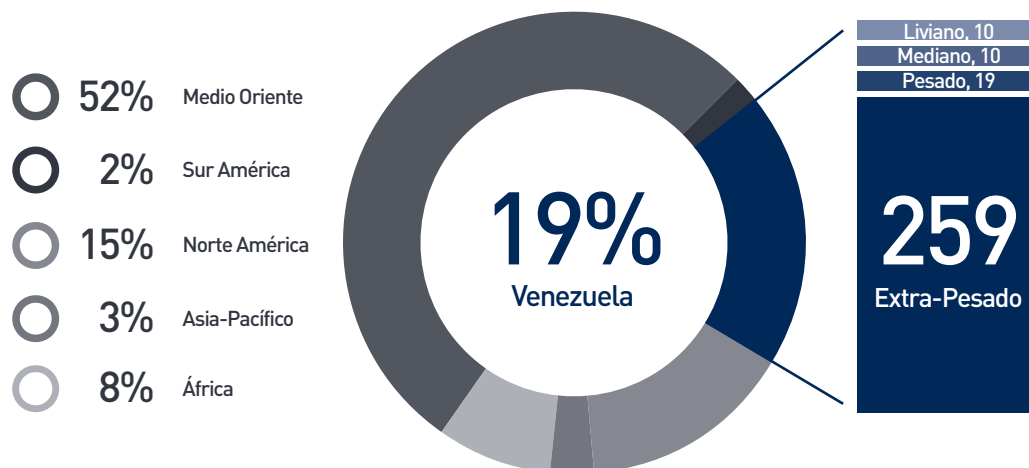
Es necesario que las políticas económicas y energéticas estén coordinadas en función de estabilizar la economía y corregir estas distorsiones, así como recuperar espacios perdidos en el mercado, a través de una mejor gestión de la industria petrolera nacional. En definitiva, un repunte de precios no significará una solución y, en todo caso, es difícilmente previsible y poco probable.

## Exploración y producción

### RESERVAS EN 2015

De acuerdo con cifras oficiales, Venezuela posee 19% de las reservas de petróleo del mundo. Esto es el 90% de las reservas de Sur América y 53% del total de las reservas del continente americano. En 2014 y 2015 no hubo mayores cambios, totalizando más de 300 mil millones de barriles, de las que 86% corresponden a crudo extra-pesado localizado en la faja Petrolífera del Orinoco.

Gráfico 4 Reservas de crudo en el mundo y en Venezuela (2015, miles de millones de barriles)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016), Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016)

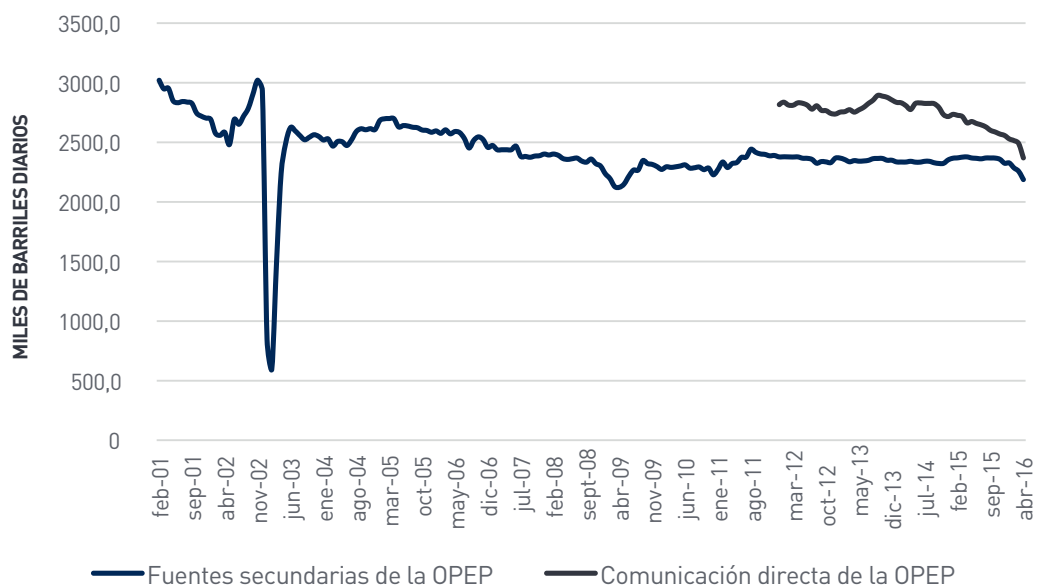
## PRODUCCIÓN

La Organización de Países Exportadores de Petróleo reporta la producción de petróleo crudo venezolana en 2.373 mbd y 2.369 mbd para 2014 y 2015 respectivamente según fuentes secundarias. De acuerdo con comunicación directa del Estado la producción alcanzó 2.683 mbd en 2014 y 2.654 mbd en 2015. Por su parte, el Informe de Gestión Anual de PDVSA (2015) ubica la producción de crudo, incluyendo condensados, en 2.785 mbd en 2014 y 2.746 mbd en 2015.

Según el anuario estadístico de BP, la producción de petróleo alcanzó 2.719 mbd, un aumento de 1,2% respecto a 2013, y 2.625 mbd en 2015.

La producción venezolana durante la última década muestra una tendencia al declive, aunque el consumo doméstico se mantiene estable. En ese sentido, las últimas cifras del Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016) muestran cuatro años de caída consecutiva de la producción. En 2016 esta tendencia a la caída parece agudizarse en junio, cuando la producción mensual de crudo cae en 120 mil barriles diarios.

Gráfico 3 Producción de crudo en Venezuela según la OPEP (febrero 2001 – mayo 2016)



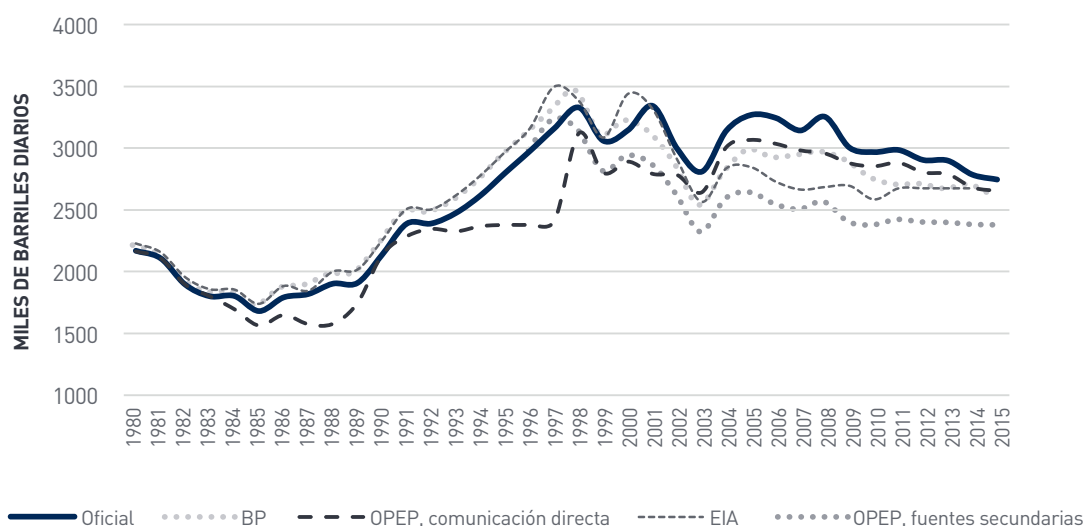
Fuente: Monthly Oil Market Report (OPEP, varios años)

<sup>1</sup> Desde 2001 la OPEP publica los datos de producción según fuentes secundarias. En 2011 los reportes de la OPEP incluyen la producción según comunicación directa de los estados.



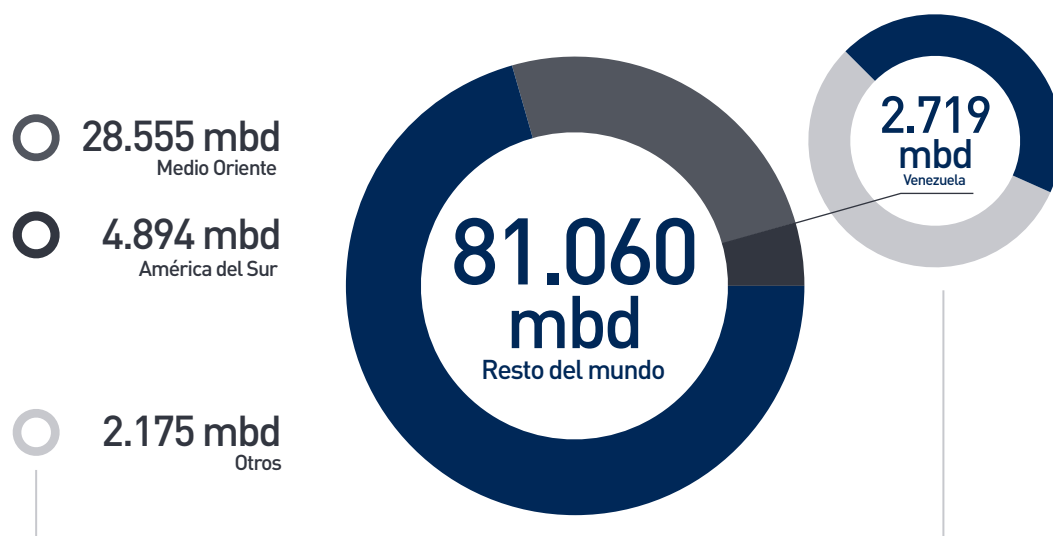


Gráfico 6 Producción de Venezuela según fuente (1980-2015)



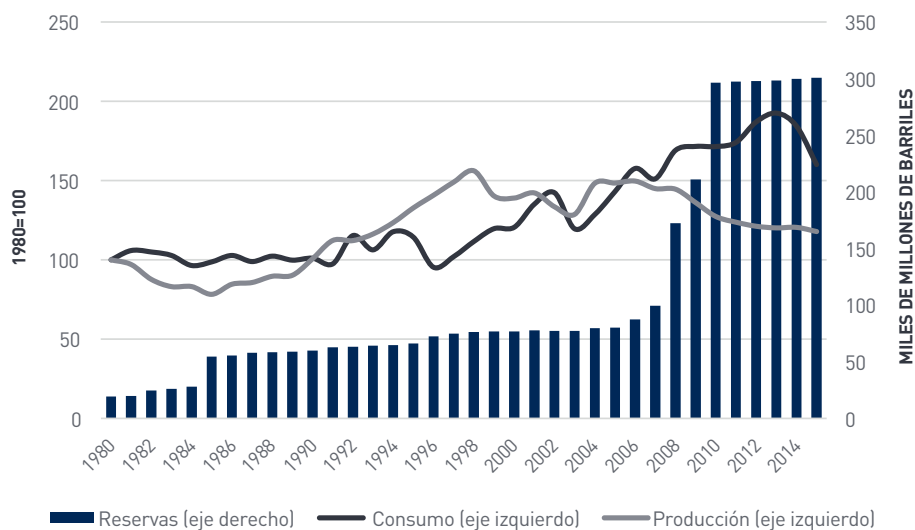
Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016), PODE (MENPET, 2012), Statistical Review of World Energy (BP, 2016), Annual Statistical Bulletin (OPEP, 2015), Annual Report (OPEP, 2015), International Energy Statistics (EIA, 2016) <sup>1</sup>  
<sup>1</sup> Entre 1980 y 2012 los datos oficiales corresponden a la producción de crudos reportada por MENPET (2012), a partir de 2012 a PDVSA (2016). BP (2016) corresponde a producción de crudo. OPEP (2015) corresponde a datos de producción promedio de crudo. EIA (2016) publicó datos de crudos y otros líquidos para Venezuela hasta 2014.

Gráfico 7 Producción mundial (2015)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016)

Gráfico 8 Reservas, producción y consumo interno (1980-2014)

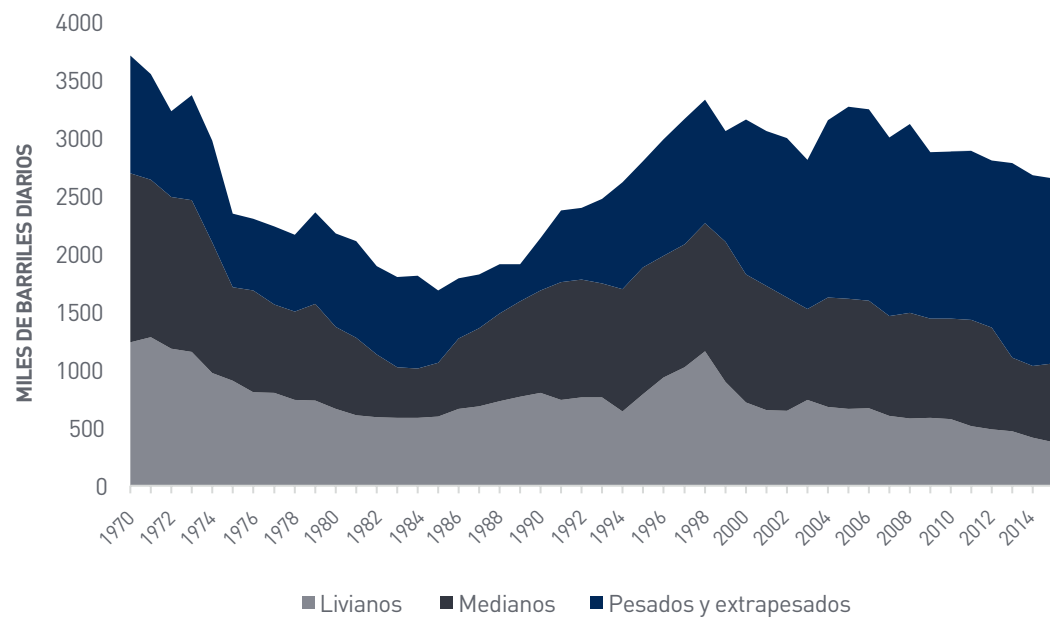


Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016) y CIEA.





Gráfico 9 Producción de crudo por gravedad API (1970-2014)



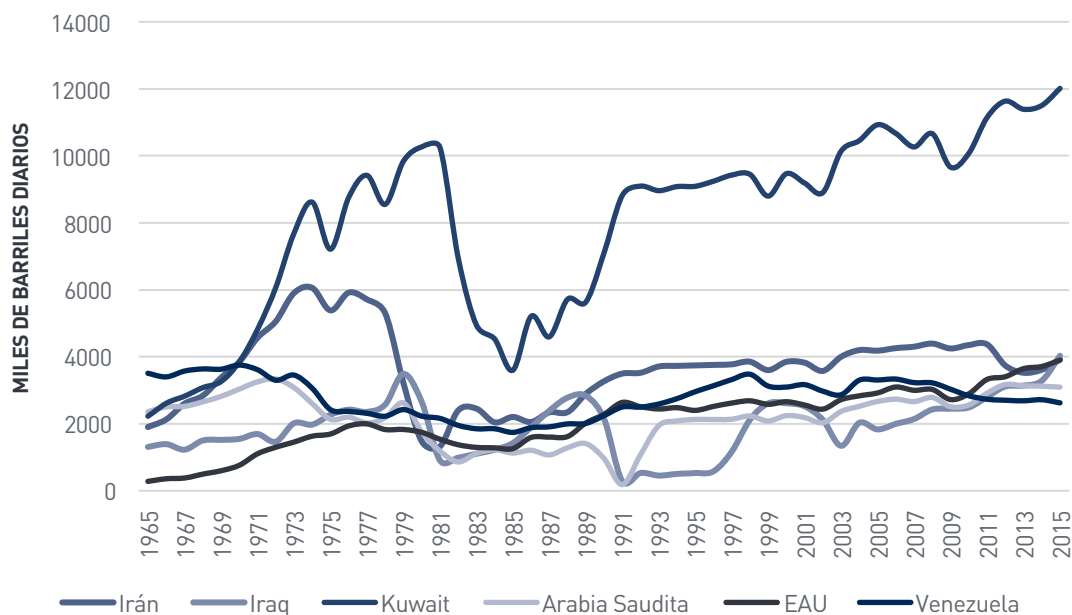
Fuente: PODE (MENPET, 2012) e Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016)

Venezuela muestra una tendencia al declive de su producción total desde 1997. Los crudos livianos y medianos han presentado una disminución constante, encontrándose en 374 mil barriles diarios y 682 mil barriles diarios para 2014, respectivamente. La caída acumulada desde 1997 es superior a 60% para los crudos livianos y casi 32% para los medianos. La producción de crudo pesado y extra-pesado, en cambio, fue de 1.640 mbd, con un incremento mayor a 52% desde 1997. Así, los crudos pesados y extra-pesados equivalen a 61% de la producción nacional de crudo, con una propensión futura a concentrar la mezcla nacional en estos.

## VENEZUELA Y LA OPEP

La comparación con otros países sugiere que, dentro de la OPEP, Qatar, Iraq y Emiratos Árabes Unidos han tenido el mejor desempeño desde 2004. En América, Colombia, Estados Unidos y Brasil tienen el mayor aumento de producción, continente en el que Venezuela también muestra un rendimiento inferior al promedio. Destaca Estados Unidos por el desarrollo del petróleo de lutitas, ligeramente desacelerado en 2014 y 2015 dado el entorno de precios.

Gráfico 10 Producción OPEP (1965-2015)

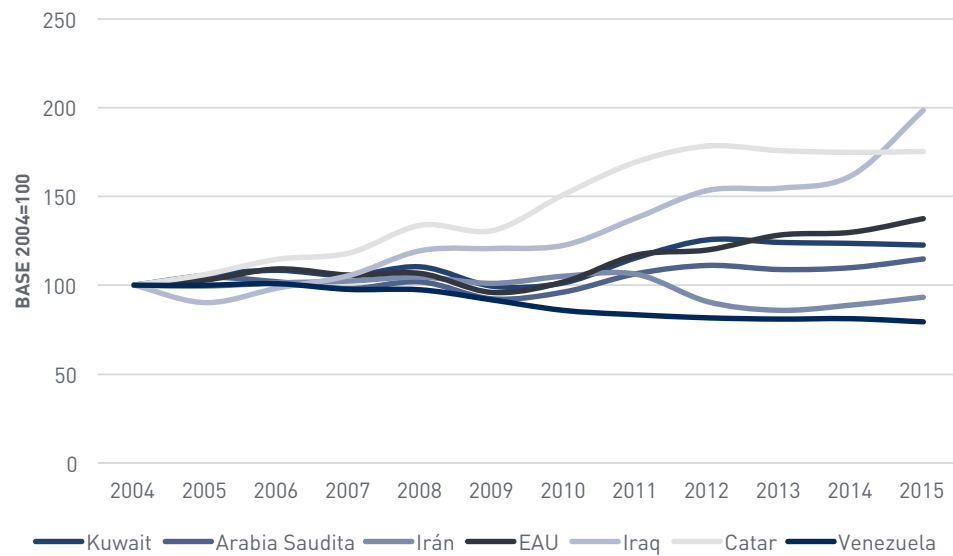


Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016)





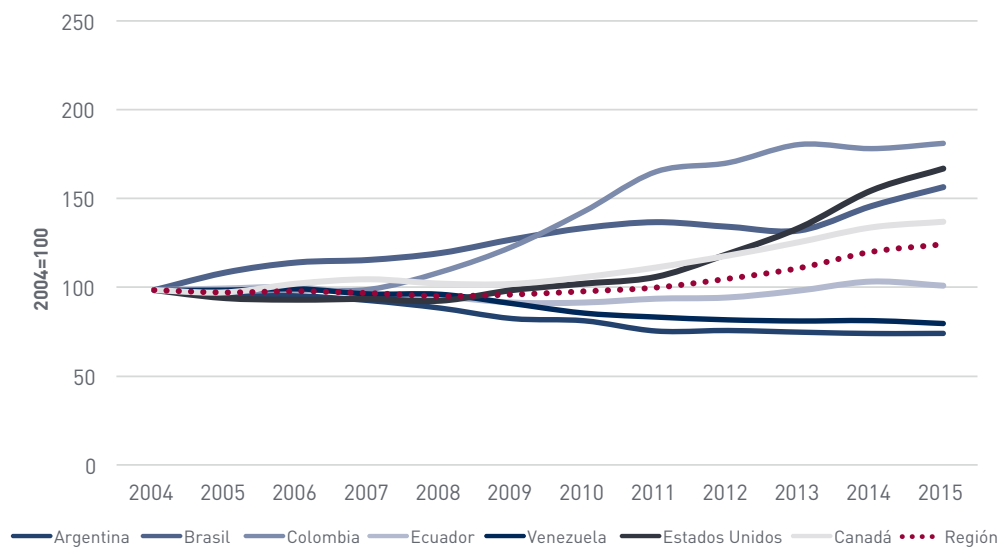
Gráfico 11 Producción comparada: Venezuela y OPEP, (2004=100)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016) y CIEA.

## VENEZUELA Y AMÉRICA

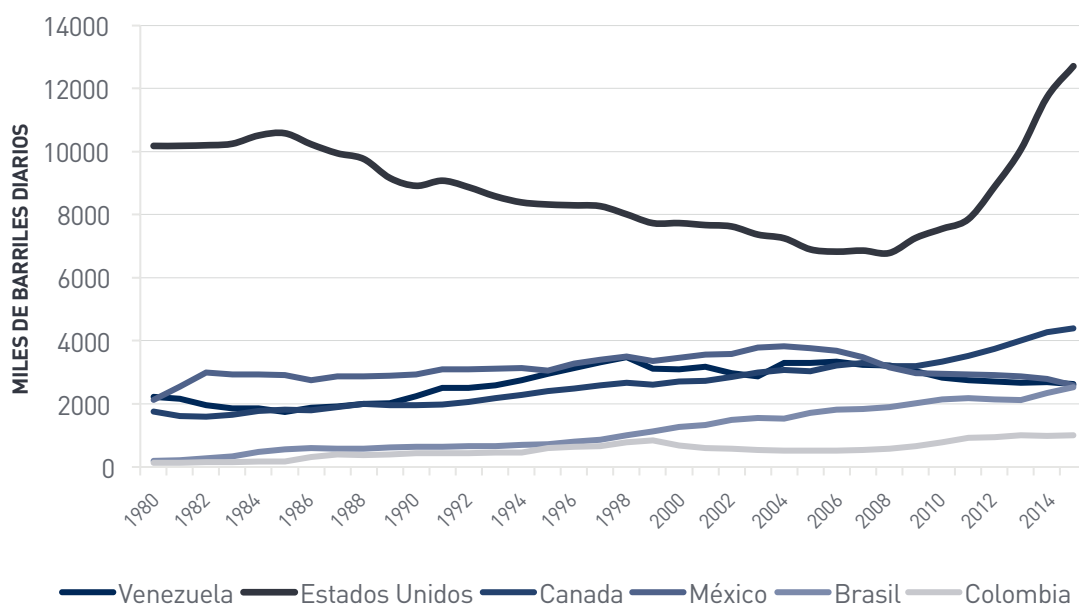
Gráfico 12 Producción comparada: Venezuela y América (base 2004=100)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016) y CIEA.



Gráfico 13 América: producción comparada de crudo (1980-2015)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016).



# DESTACADO

## /2

### ¿POR QUÉ VENEZUELA IMPORTA PETRÓLEO DE ESTADOS UNIDOS?

- POR ARMANDO ROMERO -

A comienzos del mes de febrero de este año fue noticia la compra de unos 500mil barriles de crudo West Texas Intermediate (WTI) desde Texas, Estados Unidos, por parte de PDVSA. Este hecho significó que Venezuela, otrora primer exportador mundial, fuera el primer país de América Latina en importar petróleo estadounidense luego del levantamiento de la prohibición a exportar en ese país. Sin embargo, no es la primera vez que PDVSA acude a proveedores internacionales para acceder a crudos livianos y otros insumos que antes eran producidos acá. Tal y como se han dado las cosas, importar hidrocarburos para usarlos como materia prima se ha convertido en una necesidad para que la industria logre colocar sus productos en mercados internacionales.

Aunque Venezuela posee las reservas de petróleo más grandes del planeta, la mayor parte de ellas se componen de crudos pesados y extra-pesados, cuya producción requiere de procesos y/o insumos adicionales para su comercialización. En la última década, la producción de este tipo de crudos ha crecido aceleradamente, ante la caída en la producción de otros más livianos. Fuertes inversiones en exploración y producción, mejoradores y otro tipo de facilidades en la Faja Petrolífera del Orinoco —donde se concentra la mayor parte del petróleo pesado— han favorecido esta tendencia, cambiando completamente el perfil de la cesta venezolana en la última década.

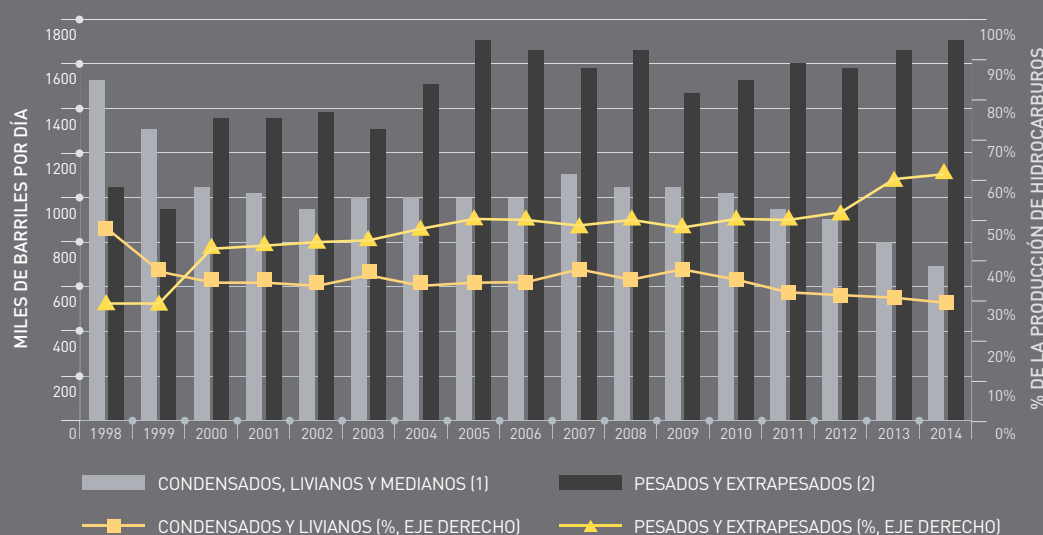
#### DCO vs. Mejoradores

Luego de ser extraído, todo el petróleo pesado y extrapesado pasa a mejoradores o es convertido en Diluted Crude Oil (DCO) antes de ser exportado. En ambos casos la intención es convertirlo en un crudo mucho más liviano antes de ser transportado y comercializado para ser convertido en productos derivados.

La instalación de mejoradores requiere de fuertes inversiones en equipos altamente especializados que extraen el componente pesado del crudo y minimizan el uso de diluentes. En Venezuela existen cuatro mejoradores de crudos pesados y extra-pesados que procesan unos 500mil barriles diarios, con una capacidad máxima de 630 mil barriles. Para ello, PDVSA opera en asociación con las foráneas Total, Statoil, Chevron y Rosneft. Sin embargo, la capacidad de estos mejoradores no cubre el total de la producción de este tipo de crudos que supera el millón de barriles diarios.

El resto de los barriles de petróleo pesado y extra-pesado producidos son procesados como DCO, lo que implica la inclusión de otros hidrocarburos livianos como diluentes: crudos livianos y productos refinados como naftas livianas y pesadas. La producción de crudos pesados y extra-pesados continúa creciendo de manera importante, frente a la declinación de la de petróleo liviano, una serie de problemas operativos que experimentan las refinerías del país y el estancamiento en la capacidad de procesamiento de los mejoradores.

## Mezcla de crudos, cesta venezolana (1998-2014)



Fuente: Informes Operacionales y Financieros (PDVSA, varios años) y PODE (MENPET, varios años). 1 Más de 22° API. 2 Menos de 22° API.

Desde 1998, la producción de crudos condensados, livianos y medianos pasó de representar cerca del 50% del total en 1998 al 27% en 2014. Al mismo tiempo, los crudos pesados, extra-pesados y mejorados pasaron de sumar el 32% de la producción al 62% en el mismo período, provenientes principalmente de los nuevos proyectos en la FPO. Esto representa todo un cambio en la cesta de producción y exportación del país hacia una mezcla de crudos con mayores necesidades de consumo de diluentes..

Antes de que los insumos fuesen importados, el crudo Mesa 30 venezolano y las naftas provenientes de refinerías locales eran suficientes para suplir la necesidad de diluentes en la producción de DCO y Merey 16, un tipo de crudo pesado venezolano. A partir de 2014, el agotamiento de la capacidad instalada de los mejoradores hizo necesaria la importación de estos insumos para que la producción de crudos pesados siguiera creciendo, ante una escasez cada vez mayor de livianos. Inicialmente, PDVSA incorporó crudos como el Lukoil y Urales rusos, el Saharan Blend argelino, el Bonny Light y Bonga nigerianos, el Cabinda angoleño y otros tantos, así como naftas pesadas importadas a su mezcla de diluentes.

Finalmente, luego del levantamiento de la prohibición de más de 40 años de exportar petróleo en Estados Unidos, la petrolera estatal emitió una orden de compra de WTI, cuyo precio funciona como crudo marcador para el mercado de este país. Esta importación representó el primer flujo importante de petróleo estadounidense a América Latina desde la década de 1970 y la primera importación de crudos venezolana desde ese país. Definitivamente, todo un hito en la historia.

A finales de febrero, PDVSA solicitó una nueva compra de otros 550mil barriles del crudo norteamericano que partieron del puerto de Nederland, en Texas, en marzo. Sin duda, los costos de transporte asociados a la compra de crudos en Europa o África resultan mayores y la empresa parece estarlos sustituyendo por completo, reduciendo su compra desde enero, según varios analistas.

### ¿Hasta cuándo se van a importar diluentes?

Todo apunta a que la importación de crudos livianos y otros diluentes continuará en el mediano y largo plazo. Desde mediados de 2015, PDVSA ha estado recibiendo ofertas de provisión de crudos ultra-ligeros en contratos de uno a cinco años. Con esto, la estatal envía fuertes señales de que quiere garantizar la disponibilidad de insumos para procesar sus crudos pesados a mediano y largo plazo.

Firmas de consultoría especializadas como Wood Mackenzie anticipan que la dependencia de diluentes importados se incrementará incluso durante la próxima década, mientras crece la producción de crudos pesados y extra-pesados. La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) espera que la producción de petróleo pesado se duplique antes de 2040. En el caso de Venezuela, esta producción podría triplicarse en ese lapso, dependiendo por supuesto de muchos factores coyunturales y estructurales. Esto aumentaría la producción que demanda diluentes de cerca de 500 mil barriles por día actualmente a más de 2 millones 500 mil barriles en 10 años.

La tendencia declinante de la producción de crudos livianos y los problemas operativos en las unidades de refinación plantean además serios retos a la industria. Otra serie de cuellos de botella en exploración y producción, transporte, refinación y comercialización limitan la capacidad para importar diluentes para una industria que no está acostumbrada a ello. En semanas recientes, han sido noticia los pagos por adelantado exigidos a PDVSA en la importación de crudos, luego de atrasarse constantemente con toda clase de proveedores de bienes y servicios.

Mientras tanto, las importaciones son esenciales para mantener las exportaciones de crudos pesados y generar algún valor comercial para estos y, por tanto, divisas en el corto plazo. Ante la fuerte crisis de liquidez externa que sufre la economía y el entorno de precios bajos y caída de la producción de petróleo, destinar dólares a la compra de insumos antes disponibles en el mercado local impone un costo de oportunidad sumamente elevado frente al resto de necesidades en otros sectores. En este sentido, PDVSA ha exigido recientemente a sus socios en la FPO que importen por su cuenta los diluentes necesarios para el procesamiento de DCO, aun cuando esta es su responsabilidad de acuerdo con los contratos firmados en la constitución de las empresas mixtas. Así, se espera minimizar el uso de dólares en la importación de crudos, cargando el costo a terceras partes y afectando de manera importante el atractivo del país en un momento en que las inversiones en el sector caen en todo el mundo.

Es probable que a pesar de sus implicaciones en términos de costos, la importación de hidrocarburos se mantenga dada su importancia para generar nuevas divisas en una industria que aún puede ser competitiva en los mercados internacionales. Sin embargo, es importante destacar el rol de la planificación de largo plazo de las inversiones y la consideración de diversas dificultades operativas y de entorno que perjudican seriamente el desempeño y resultan preocupantes para el futuro inmediato y el crecimiento en el largo plazo de la industria petrolera venezolana.

## INVERSIÓN EN PETRÓLEO Y GAS

La inversión en hidrocarburos para 2014 fue de 25 mil millones de USD, un aumento interanual de 6%. La inversión se compone de exploración y producción (55%), gas (17%), refinación, comercio y suministros (11%) y otros (17%).

La inversión proyectada para 2015-2019 se concentra principalmente en refinación y exploración y producción, sumando en total 277 mil millones de USD. En 2014 PDVSA planeó aumentar su inversión en 27% para 2015 y más que duplicarla para 2016. Sin embargo, el Informe de Gestión Anual de PDVSA (2015) muestra que la inversión total alcanzada en 2015 fue de 14 mil millones de USD. Esto representa 36% de la inversión planificada y una variación de -42% respecto a 2014.

Para 2015 el mayor recorté en la inversión fue en la partida de gas, la cual disminuyó en 81%. La partida otros disminuyó en 75%, exploración y producción 34% y refinación 30%. Dentro de las inversiones de PDVSA, exploración y producción sigue siendo el mayor componente de los desembolsos (62%).

Gráfico 14 Desembolsos por tipo de inversión (2006-2015)

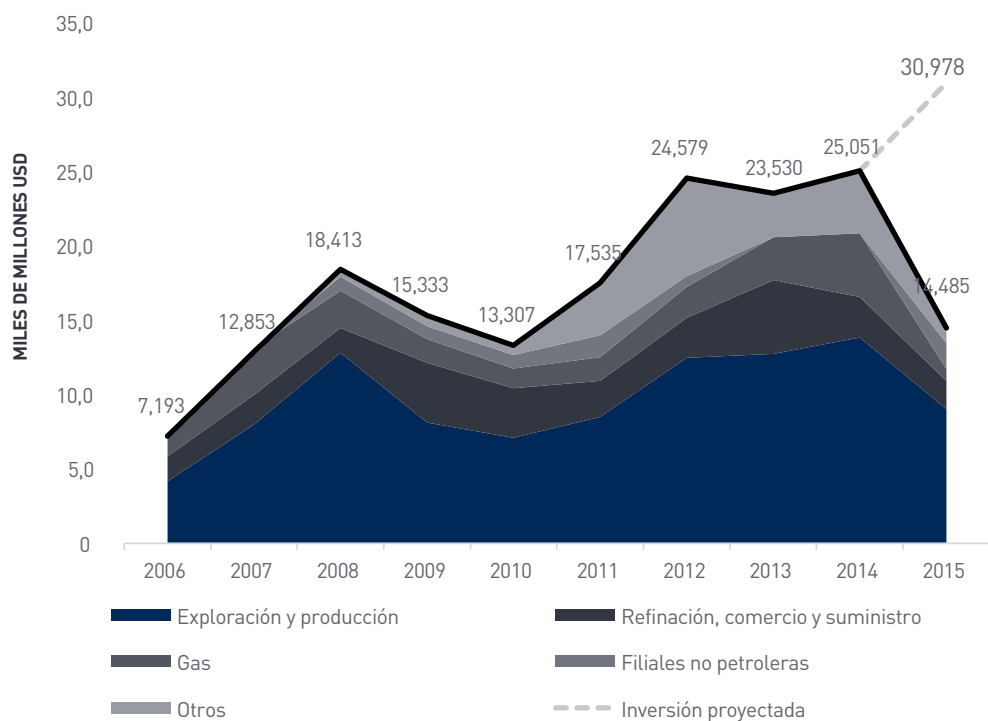
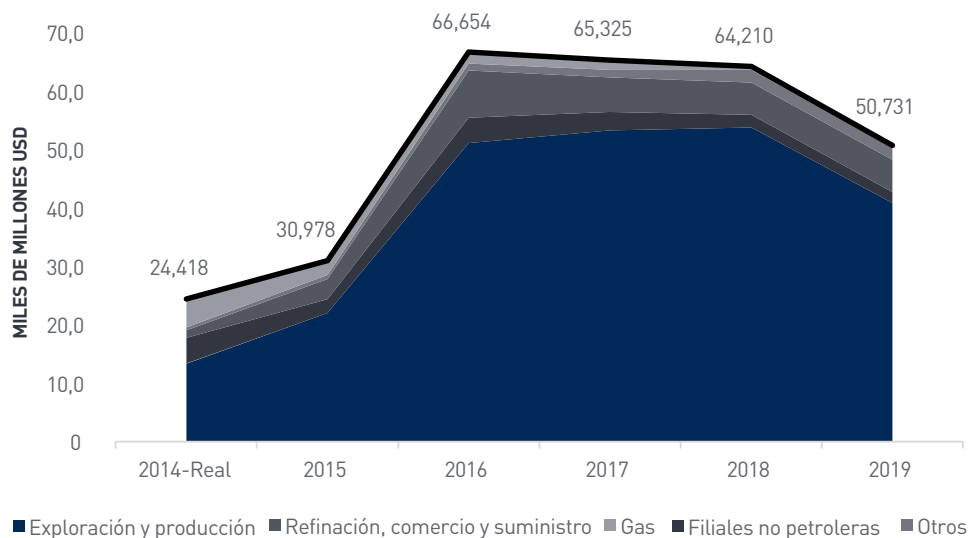




Gráfico 15 Proyecciones de Inversión (2015-2019)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015).

Gráfico 16 Proyecciones de inversión PDVSA por tipo, (Millones de USD, 2014-2019)

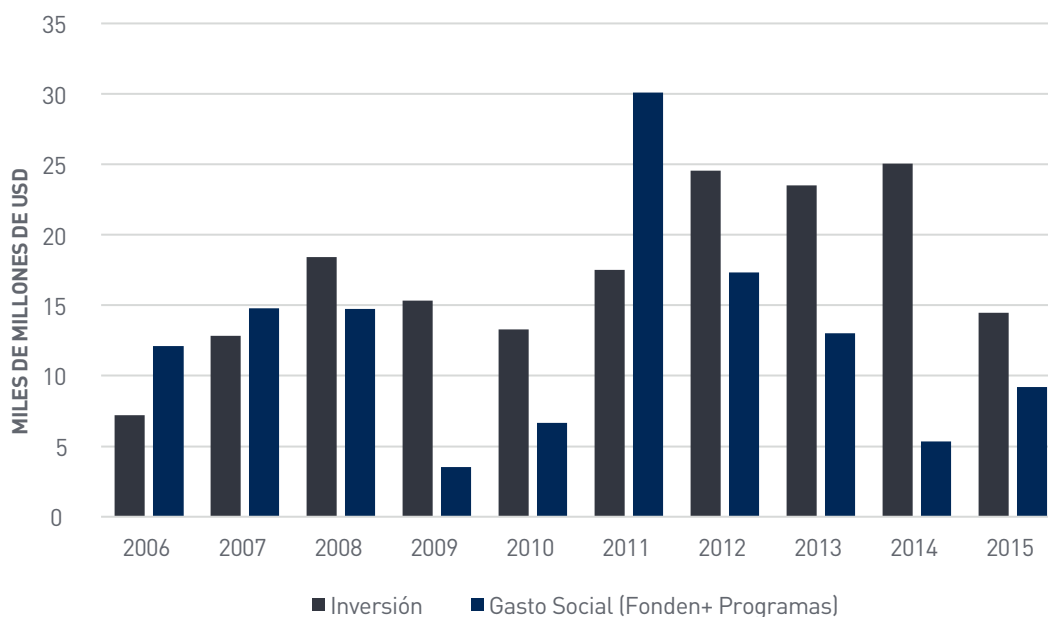


Fuente: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015)

## INVERSIÓN Y GASTO EXTRA-PRESUPUESTARIO

Aunque en 2014 y 2015 la mayor parte de la inversión de PDVSA se dirigió al negocio de los hidrocarburos, el gasto a través del Fonden y los Programas de Misiones ha formado parte importante de sus finanzas. Este gasto es extra-presupuestario y manejado a discreción por el Ejecutivo<sup>2</sup>. En 2014 el gasto extra-presupuestario fue de 5 mil millones de USD, una caída interanual de 59%. No obstante, el gasto extra-presupuestario aumenta 73% entre 2015 y 2014, en contraste con la caída de 42% de la inversión en la industria.

Gráfico 17 PDVSA: inversión y gasto extra-presupuestario (2006-2015)



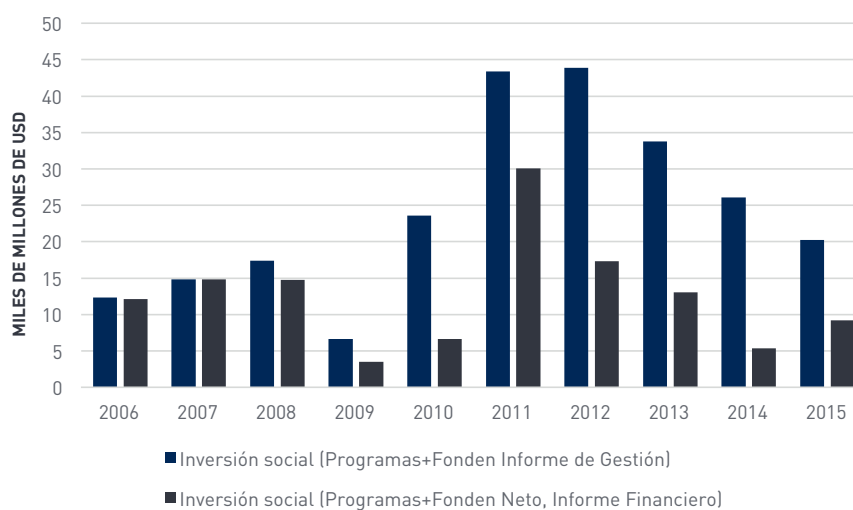
Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016) y CIEA.

PDVSA presenta dos cifras distintas de gasto extra-presupuestario a Fonden y Programas de Misiones. El primero se presenta en el Informe de Gestión, con información de los montos asignados a cada misión. El segundo utiliza los estados financieros de PDVSA (2015), los cuales presentan divergencias en los montos destinados. Las diferencias entre 2012 y 2015 alcanzan más de 20 mil millones de USD.

<sup>2</sup> Ver Rodríguez Sosa, P.L. y Rodríguez Pardo, L.R. (2012) El Petróleo como Instrumento de Progreso: una nueva relación Ciudadano-Estado-Petróleo. Caracas: IESA.



Gráfico 18 Gasto extra-presupuestario, Fonden y Programas (2006-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015) y CIEA.

Tabla 3 Gasto extra-presupuestario: diferencias contables, millones de USD. (2006-2015)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fonden (Informe Financiero)	6.855	6.761	12.407	577	1.334	14.475	14.994	10.435	8.507	974
Programas de desarrollo social (Informe Financiero)	5.274	7.341	2.326	2.937	5.326	15.604	9.025	7.829	2.015	8.215
Subvención del Estado a través del Fonden (Informe Financiero)	-	-	-	-	-	-	6.683	5.241	5.201	-
Contribuciones al Fonden (Informe de Gestión)	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976
Fondespa (Informe de Gestión)	229	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Programas sociales (Informe de Gestión)	5.264	8.048	4.990	6.006	22.223	28.657	28.293	23.341	15.681	19.241
Diferencia Fonden	-	-	23	-23	-	-253	-578	17	-1.893	-2
Diferencia Fonden Neto y Fonden	-	-	23	-23	-	-253	-7.261	-5.224	-7.094	-2
Diferencia programas sociales	10	-707	-2.664	-3.069	-16.897	-13.053	-19.268	-15.512	-13.666	-11.026
Diferencia total en gasto extra-presupuestario	-219	-707	-2.641	-3.092	-6.897	-3.306	-6.529	-20.736	-20.760	-11.028

Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años) e Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años).

<sup>1</sup> Las diferencias negativas son a favor del Informe Financiero y Operacional.

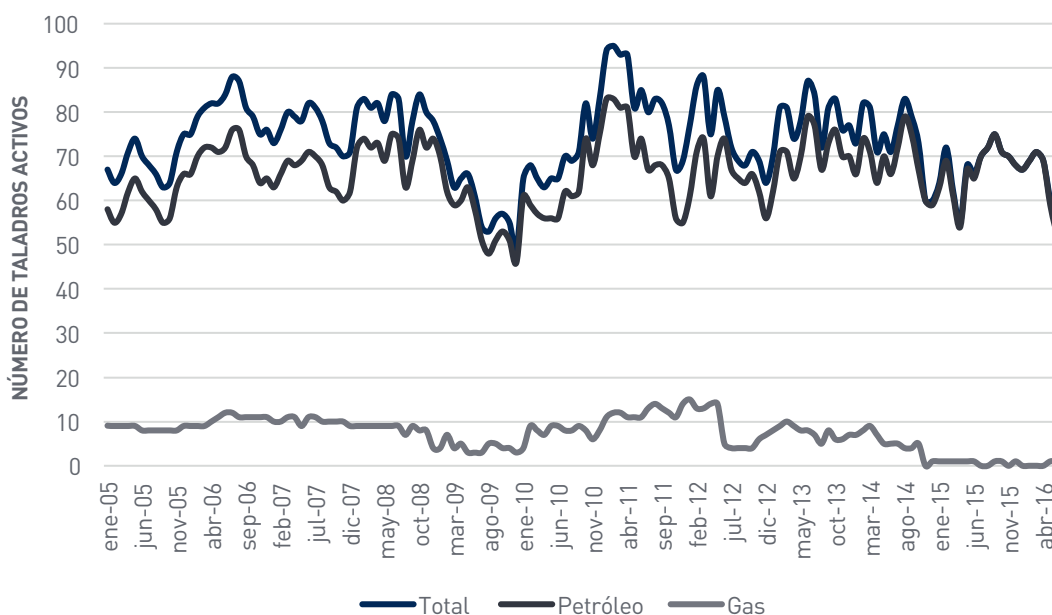


## TALADROS OPERATIVOS Y ACTIVIDAD PETROLERA

El número de taladros activos tiende a estar correlacionado con el nivel de producción. Examinar el comportamiento de los taladros puede indicar la efectividad o magnitud de la inversión en exploración y producción. Para diciembre de 2014, se encontraban activos 60 taladros de acuerdo con Baker Hughes, 9 de estos off-shore y sólo 1 dedicado a gas.

Sin embargo, el comportamiento de los taladros ha sido volátil en el período 2005-2015. En este histórico se puede observar un pico máximo de 95 taladros activos y un mínimo de 49. El máximo histórico de taladros activos en un mes desde 1982 hasta la actualidad ha sido de 119 taladros. Aunque la actividad presenta volatilidad no parece existir una tendencia positiva, sugiriendo que la inversión no ha servido para impulsar la exploración y producción.

Gráfico 19 Taladros operativos de petróleo y gas en Venezuela (enero 2005 – junio 2016)

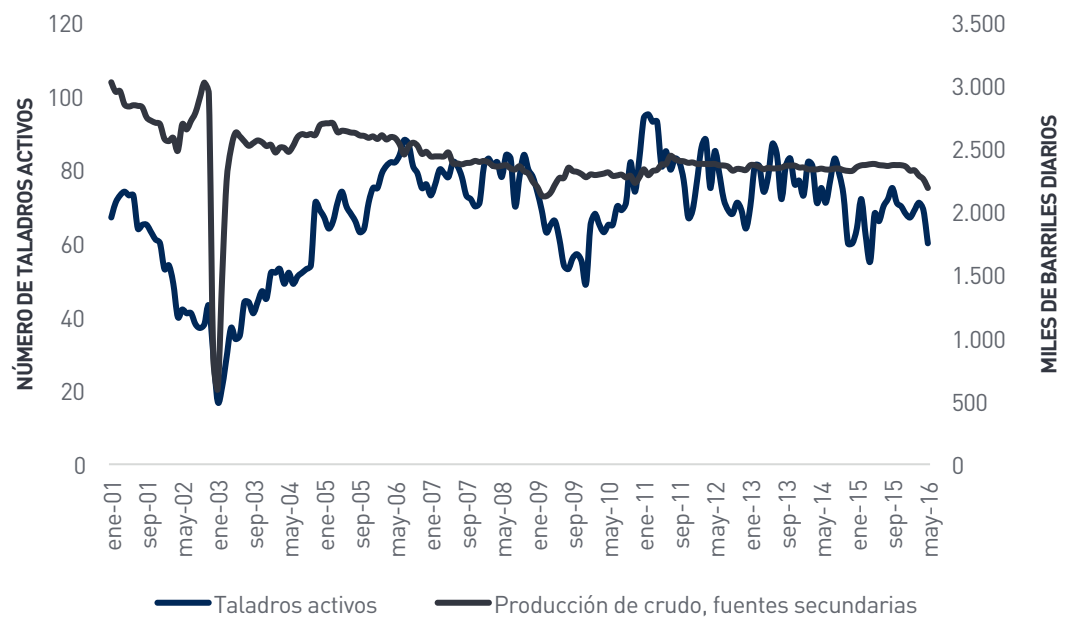


Fuente: International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2016).





Gráfico 20 Venezuela: Taladros operativos y producción de crudo (enero 2001 – mayo 2016)



Fuente: International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2016) y Monthly Oil Market (OPEP, varios años).

## PRODUCCIÓN POR TIPO DE ESQUEMA

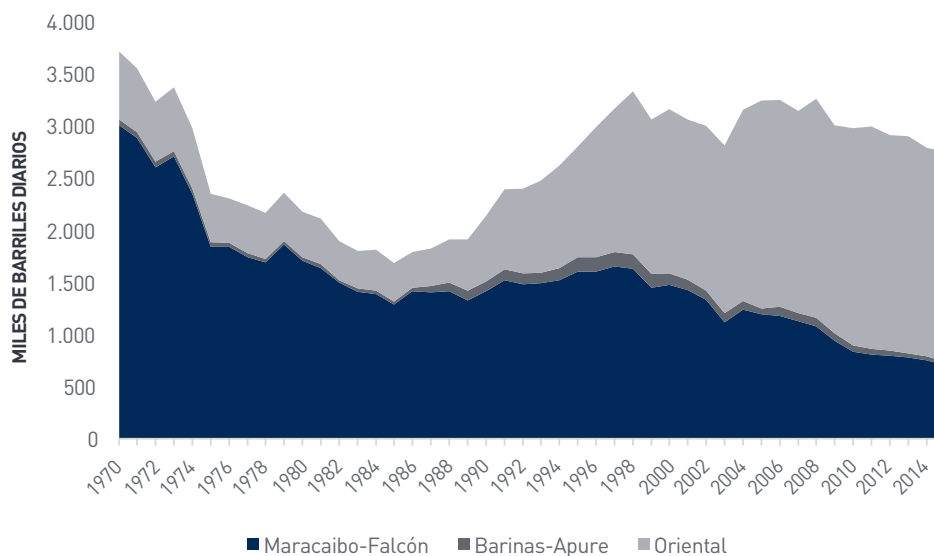
El informe de Gestión Anual de PDVSA reporta una producción fiscalizada de crudo de 2.785 mbd en 2014 y 2.746 mbd en 2015. Esto equivale a una caída interanual de 3,9% y 1,4% respectivamente.

La producción nacional alcanzó 2.863 mbd, incluyendo 93 mil de barriles diarios en condensados y 114 mil barriles diarios de líquidos del gas natural. PDVSA Gas alcanzó a producir 20 mbd. En 2014, la gestión directa de PDVSA produjo 1.639 mbd de crudo, una variación interanual de -7,6% y concentrándose mayormente en el oriente de país. Mientras que en 2015 se experimentó una caída de 5,8% y la producción de crudo por gestión directa fue de 1.544 mbd.

Para 2014 el Informe de Gestión Anual cambió la clasificación de las Direcciones Ejecutivas, añadiendo los Nuevos Desarrollos de la Faja y la dirección Costa Afuera (actualmente manejada por empresas mixtas). En conjunto, las empresas mixtas alcanzaron una producción de 1.146 mbd de crudo en 2014 y 1.202 mbd el año siguiente.

El examen de la producción por tipo de contrato evidencia que las Empresas Mixtas incrementan su participación en la producción nacional. Esto ocurre dada la reducción en la producción gestionada por PDVSA, al mismo tiempo que estas han logrado aumentar su producción, con un máximo histórico en 2015.

Gráfico 21 Producción por cuenca (1970-2015)



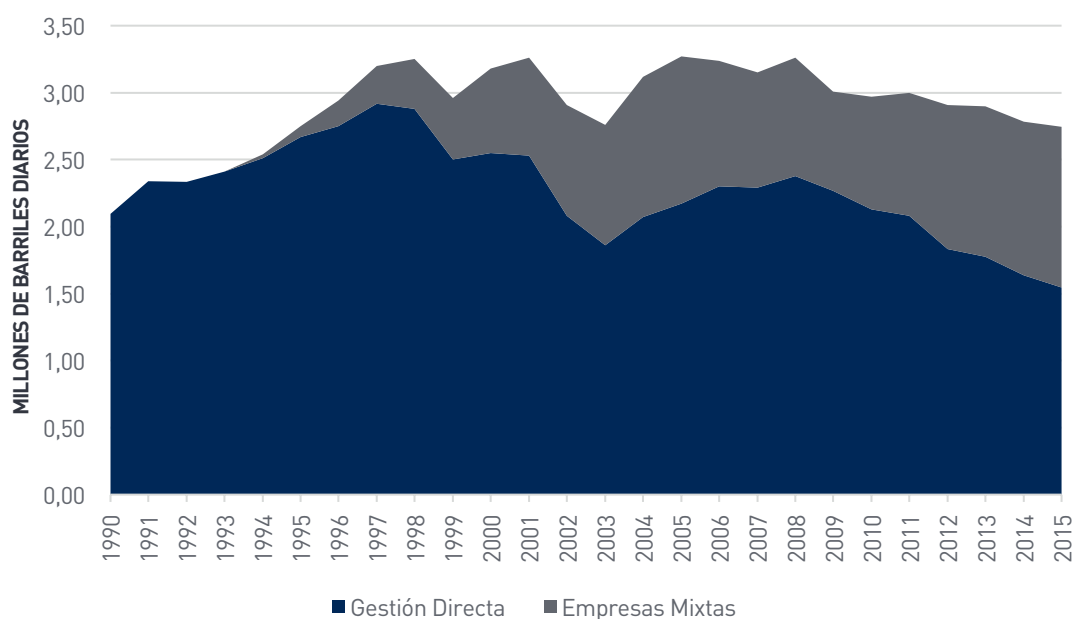
Fuente: PODE (MENPET, 2012) e Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).





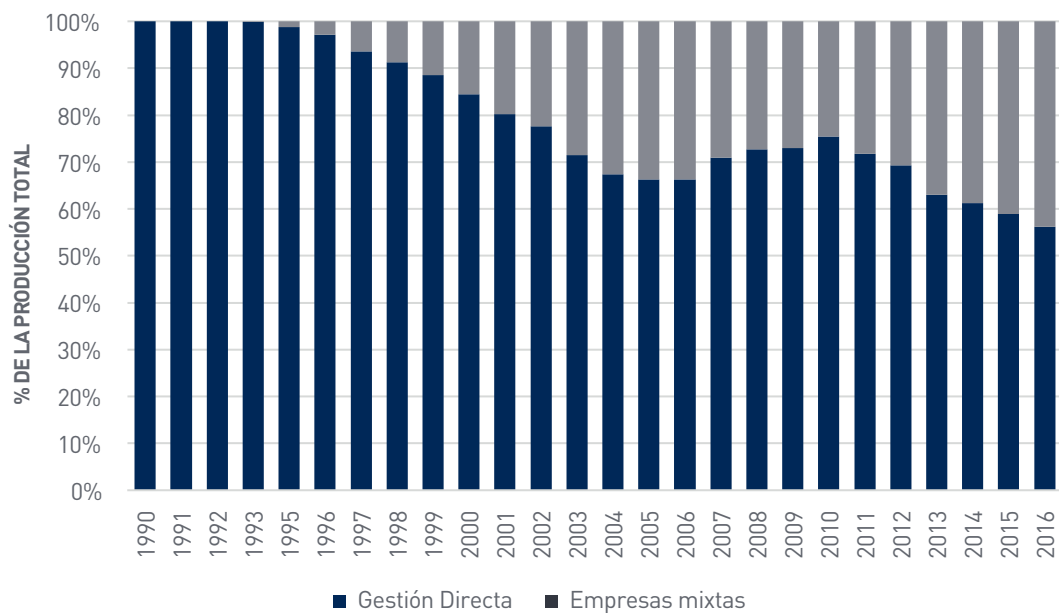
Entre 1993 y 1997, en el marco del artículo 5 de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, el Estado formaliza las asociaciones estratégicas y convenios operativos con empresas de capital privado como instrumento para garantizar la explotación de las reservas petroleras. Las cuatro asociaciones estratégicas originales para la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco correspondían a Sincor y Petrozuata (constituidas en 1993) y Ameriven y Cerro Negro (constituidas en 1997). En agosto de 2005 las asociaciones estratégicas migraron a la figura de empresas mixtas. Para los efectos de la producción por tipo de esquema, agrupamos la producción de las asociaciones estratégicas y convenios operativos bajo la figura de empresas mixtas durante el período.

Gráfico 22 Producción por tipo de contrato (1990-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años) y CIEA.

Gráfico 23 Producción por tipo de contrato como % de la producción (1990-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años) y CIEA

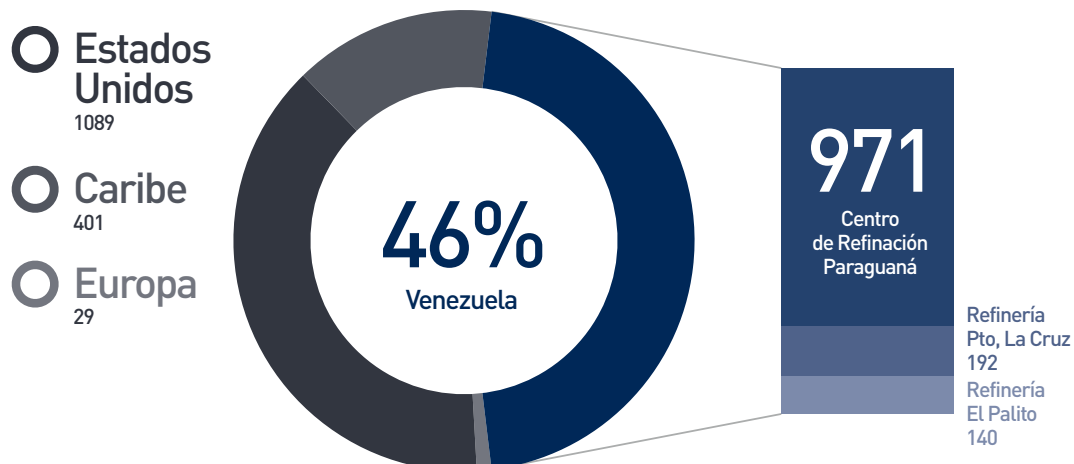


## Refinación

### CAPACIDAD DE REFINACIÓN POR CONTINENTE

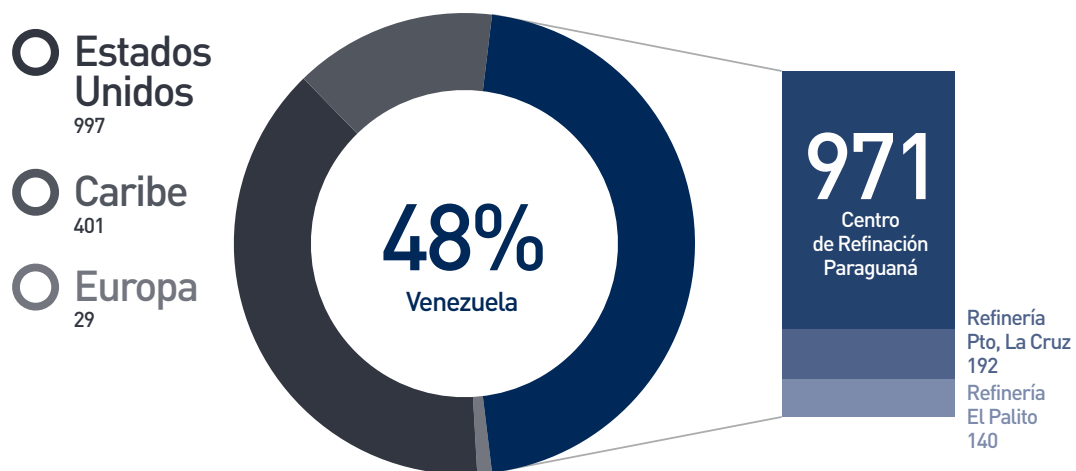
La capacidad de refinación nacional se mantuvo intacta respecto a 2013 en los dos últimos años. Los complejos refinadores nacionales siguen representando más de 40% del potencial de refinación total. Por otro lado, en 2015 la capacidad de refinación en Estados Unidos se redujo luego de la venta de la refinería Chalmette.

Gráfico 24 Capacidad nominal de refinación de PDVSA en 2014 (2014, mbd)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015).

Gráfico 25 Capacidad nominal de refinación de PDVSA (2015, mbd)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).





Tabla 4 Refinerías de PDVSA en el mundo (2014-2015)

Refinería	Ubicación	Empresa	Socio	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 <sup>1</sup>	Estados Unidos	Chalmette Refining	Exxon Mobil Co.	184	92	50%
Camilo Cienfuegos	Cuba	CUVENPETROL	Comercial Cupet S.A.	65	32	49%
Jamaica	Jamaica	Petrojam	Petroleum Corporation of Jamaica	35	17	100%
Isla	Curazao	PDVSA		335	335	100%
Haina	Rep. Dominicana	Refidomsa PDVSA	Refidomsa	34	17	100%
Dundee	Escocia	Nynas	Neste Oil AB	9	4	50%
Eastham	Inglaterra	Nynas	Neste Oil AB	18	5	25%
Nynashamn	Suecia	Nynas	Neste Oil AB	29	15	50%
Gothenburg <sup>2</sup>	Suecia	Nynas	Neste Oil AB	11	5	50%

Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, 2014; 2015).

<sup>1</sup> Vendida en 2015.

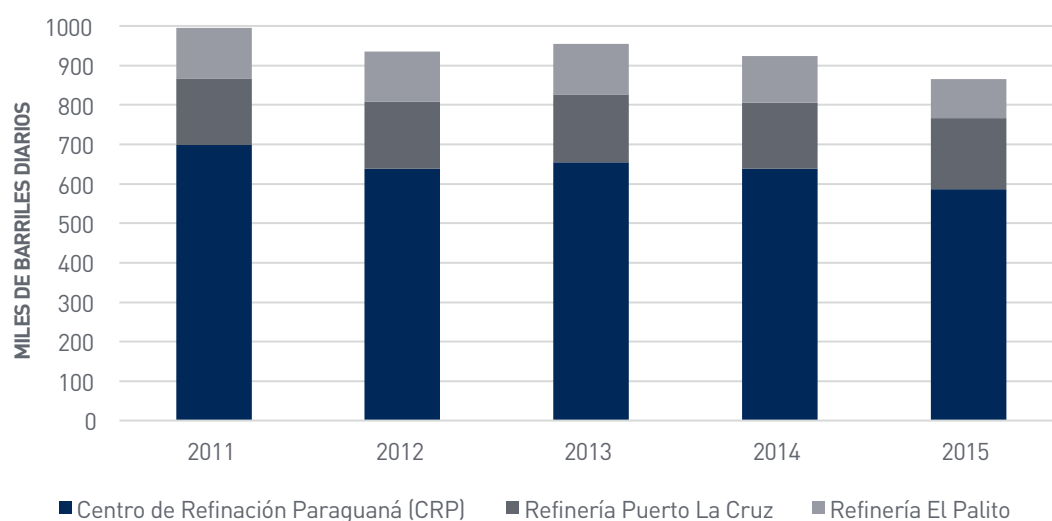
<sup>2</sup> Cerró en 2012 y opera como terminal de almacenaje.

La capacidad total de refinación de la estatal fuera de Venezuela asciende a 1.300 mbd, en las que los activos de CITGO representan la mayor parte, con 749 mbd de capacidad, 58% del total. La venta de Chalmette privó a PDVSA de una capacidad propia de 92 mbd.



## REFINACIÓN NACIONAL

Gráfico 26 Volumen de petróleo procesado en refinerías nacionales (2011-2015)



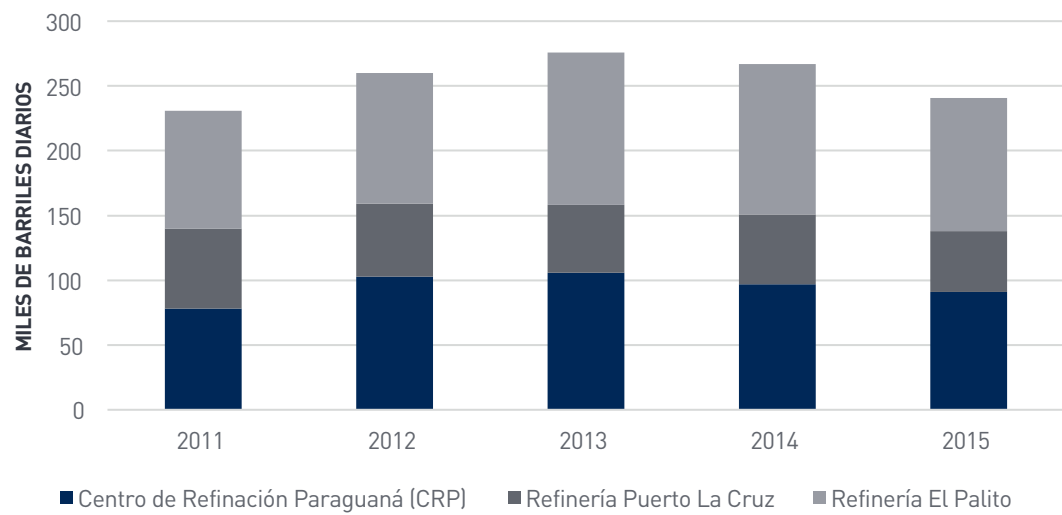
Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

El volumen procesado en refinerías nacionales mantiene una caída sostenida desde 2013. La declinación en la producción de crudo, particularmente la de crudos livianos, y diversas dificultades operativas, así como la composición cada vez más pesada de la mezcla de crudos, han reducido la actividad refinadora durante estos años. La caída acumulada es cercana a 13% desde 2011.





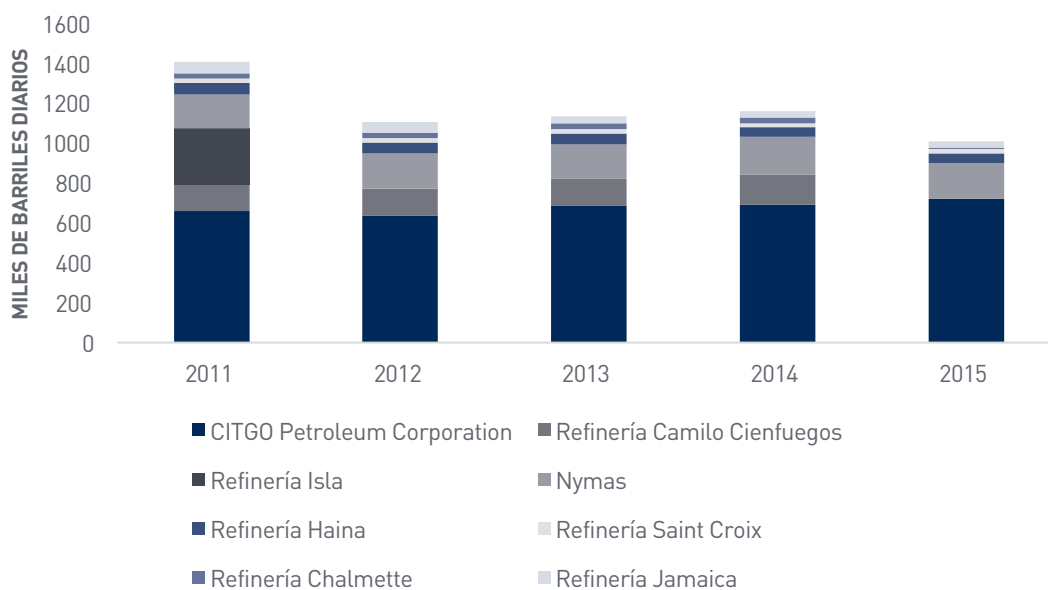
Gráfico 27 Insumos destinados a procesos y mezclas en refinерías nacionales (2011-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

## REFINACIÓN INTERNACIONAL

Gráfico 28 Volumen de petróleo procesado en refinerías internacionales (2011-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

La venta de Chalmette redujo significativamente el volumen procesado en refinerías internacionales a mínimos históricos. Luego de la desincorporación de la refinería Saint-Croix en 2011, esta es la segunda reducción drástica en refinación en seis años. Aunque el procesamiento en los activos de CITGO y la refinería Isla han crecido levemente, el resto de refinerías del Caribe han visto reducida su operación.



# DESTACADO

## /3

### SOBRE LA VENTA DE LA REFINERÍA CHALMETTE DE PDVSA

— POR IGOR HERNÁNDEZ Y ARMANDO FLORES —


En la mañana del 18 de junio de 2015 se dio a conocer que la empresa PBF Energy, una de los más importantes refinadores independientes en EEUU, adquirirá la refinería Chalmette propiedad de ExxonMobil (50%) y PDVSA (50%) ubicada en el Estado de Luisiana, así como facilidades de transporte y almacenamiento asociadas a sus operaciones. Según declaraciones oficiales, se espera que la transacción sea culminada a finales de este año. Si bien todavía queda mucho por definir sobre la transacción, es importante conocer el origen, la historia y el papel que juega actualmente Chalmette dentro de los activos externos de PDVSA para así poder evaluar el impacto de su venta.

1. 1997: PDVSA adquiere una participación en Chalmette. Continuando con la estrategia de internacionalización de la compañía iniciada en la década anterior, PDVSA adquirió su participación en esta refinería en el año 1997. El objetivo de esta compra era asegurar la colocación de los crudos pesados provenientes de la empresa Cerro Negro en la Faja del Orinoco, donde PDVSA era socia de ExxonMobil y VebaOel, gracias al desarrollo de proyectos bajo la figura de Asociaciones Estratégicas. Las características propias de Chalmette la hacían un activo idóneo para este fin: ubicada en el principal destino de nuestras exportaciones petroleras para la época (EEUU), cuenta con una capacidad para procesar 184.000 barriles diarios de crudo (bd) con dos unidades de destilación, una para crudos livianos y otra para crudos pesados mejorados.

2. ¿Qué ocurrió en el 2008? PDVSA mantuvo hasta el año 2008 convenios de suministro que llegaron a los 90.000 bd y que se esperaba que se mantuvieran mientras PDVSA y ExxonMobil estuvieran asociados. Sin embargo, el cambio de régimen de Asociaciones Estratégicas a Empresas Mixtas —que en la práctica significó la expropiación de los proyectos que ExxonMobil tenía en el país— motivó su salida de Venezuela y la posterior introducción de procesos de arbitraje internacional que, en este caso particular, llevaron a un fallo del CIADI el año pasado que obliga a PDVSA a pagar en indemnización un monto de US\$ 1.600 millones. A partir de este conflicto, Chalmette empezó a registrar un descenso en el suministro de crudo proveniente de Venezuela en medio de objeciones por parte de Rafael Ramírez, ex-presidente de PDVSA, sobre la conveniencia de que ExxonMobil siguiera operando esta refinería. En los años siguientes, se registró una disminución en su utilización que en parte se debió al establecimiento de un nuevo plan de trabajo, según el cual sólo se mantendría la operación de aquellas plantas con mayor rentabilidad. Por otra parte, otras causas que reducían la utilización de las plantas mencionadas en comunicaciones oficiales, incluían los retrasos en el suministro de crudo y otros insumos.

3. 2012: Se anuncian las intenciones de venta. En el 2012, Rafael Ramírez hizo pública la intención de PDVSA de disolver esta asociación con ExxonMobil, aclarando que no se tomaría ninguna medida hasta que se emitiera la decisión del CIADI. En julio de 2014, tres meses antes del fallo del CIADI, surgieron noticias relacionadas a la posibilidad de que PDVSA estuviera buscando compradores para salir de su participación en Chalmette.

4. La importancia de Chalmette. Si bien esta refinería se consideraba como un activo no estratégico para PDVSA, se estima que para el año pasado el volumen de crudo proveniente de PetroMonagas (anteriormente la Asociación Estratégica Cerro Negro, y ahora constituida como Empresa Mixta entre PDVSA y Rosneft) era entre 45.000-50.000 bd. Adicionalmente, parte de los productos generados de esta refinería comprendían naftas y componentes que son requeridos para las operaciones actuales en la Faja del Orinoco, al ser utilizadas como diluyente del crudo pesado que se extrae de esa zona. En este sentido, aún cuando el presidente de PBF Energy (empresa que adquirió la refinería) sostiene que mantendrán un contrato de suministro con Venezuela, también señaló que buscarán ampliar sus proveedores rápidamente, ante la disponibilidad de crudo de México y Canadá. Esto significará que las colocaciones de crudo venezolano en EEUU seguirán en descenso en los próximos años.

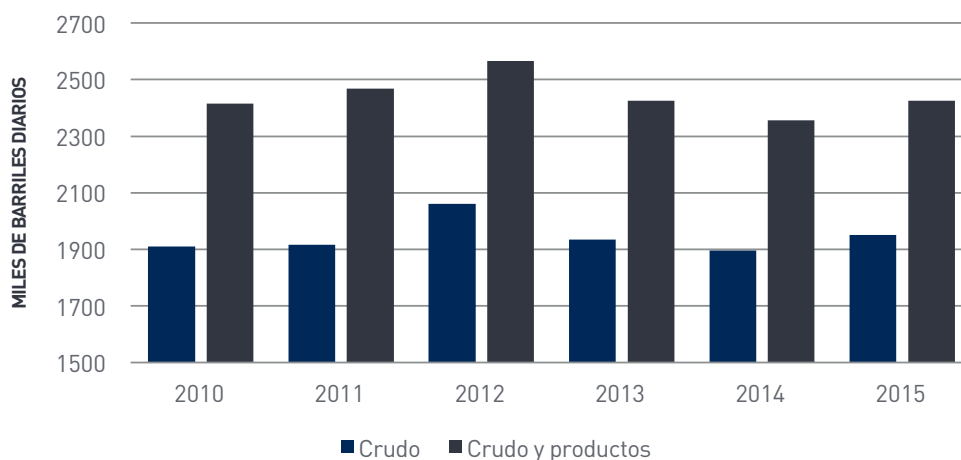


5. ¿Qué se hará con lo obtenido de esta venta? Según algunos analistas es posible que lo obtenido por la venta de esta refinería sea usado para pagar parte de la deuda por indemnización a ExxonMobil. Sin embargo, en ningún modo esto representa un aporte significativo a las finanzas de PDVSA, si se compara con la caída en los ingresos por exportaciones petroleras registrado en los últimos doce meses. La historia de Chalmette evidencia parte de la oportunidad perdida para generar mayor valor en la comercialización de crudos pesados, debido a la tecnología específica para procesar este crudo y su ubicación estratégica. Además, esta refinería podía aún proveer ciertos insumos para el desarrollo de parte de los proyectos en la Faja del Orinoco. Por el contrario, esta asociación no terminó de explotar todas sus posibles ventajas y en opinión de algunas partes relacionadas en la transacción, la relación entre Exxon y PDVSA terminó afectando el desempeño de las operaciones en los últimos años. En un entorno que se vuelve cada vez más competitivo para la colocación de hidrocarburos venezolanos y donde la matriz energética global puede sufrir cambios drásticos en el mediano plazo, el valor comercial de los productos está vinculado a la existencia de acuerdos y facilidades para su colocación en los países consumidores. El reto descansa en la capacidad de identificar las oportunidades de creación de valor y no desperdiciarlas por consideraciones de corto plazo.

## Comercialización

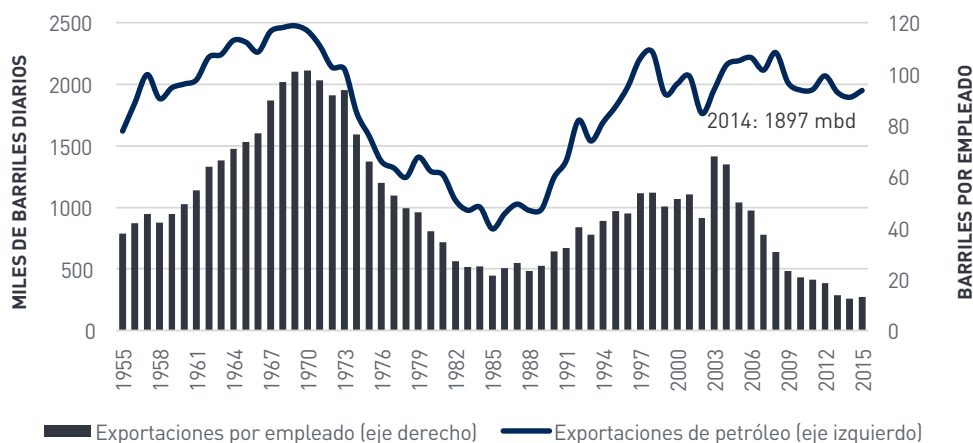
De acuerdo con PDVSA, Venezuela exportó 2.425 mbd de crudo y productos, y 1.950 mbd de crudo en 2015. Cerca del 44% de las exportaciones de hidrocarburos fueron destinadas a Asia y 33% a Norte América. Destaca la caída en la participación de destilados y el aumento de combustible residual en la cesta de productos de refinación y exportación nacionales.

Gráfico 29 Exportaciones de crudo y productos (2010-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años).

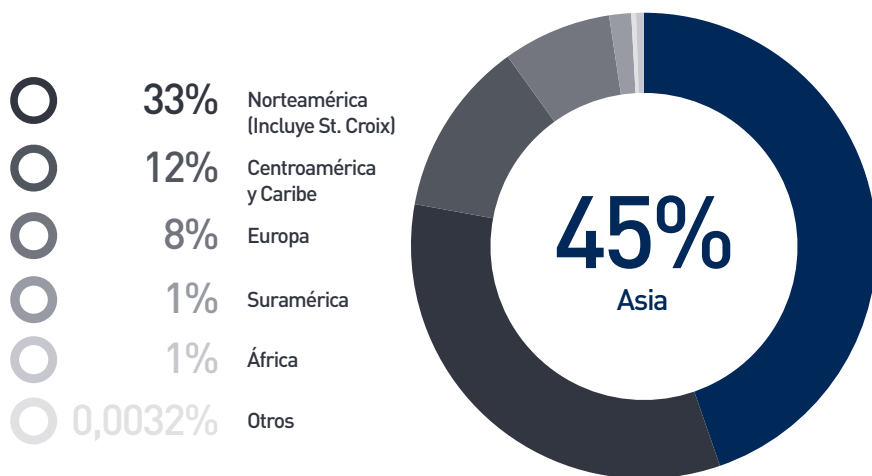
Gráfico 30 Volumen de exportación de crudo y exportaciones por trabajador de PDVSA (1955-2015)



Fuente: PODE (MENPET, 2012) e Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años). Incluye trabajadores no petroleros de la empresa.

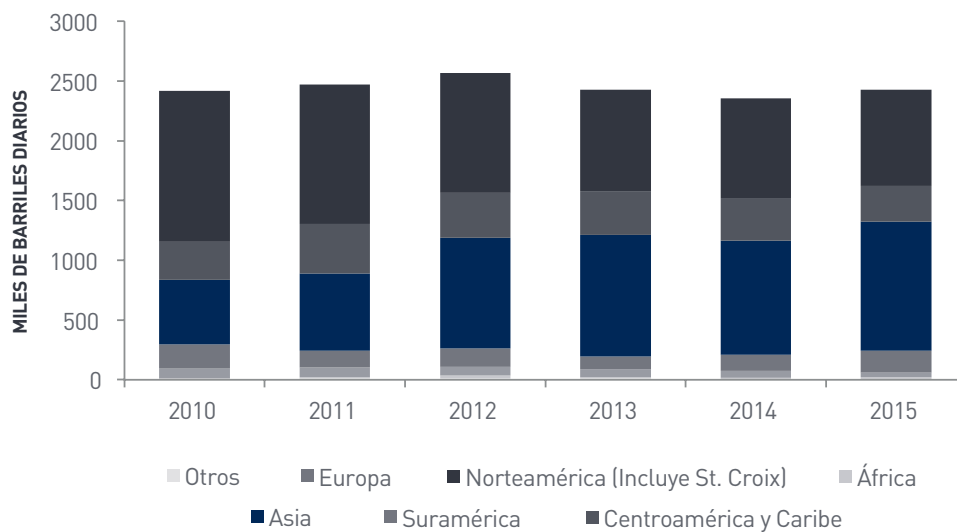
## DESTINO DE LAS EXPORTACIONES

Gráfico 31 Exportaciones de crudo y productos por región (2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016)

Gráfico 32 Exportaciones de crudo y productos por región de destino (2010-2015)

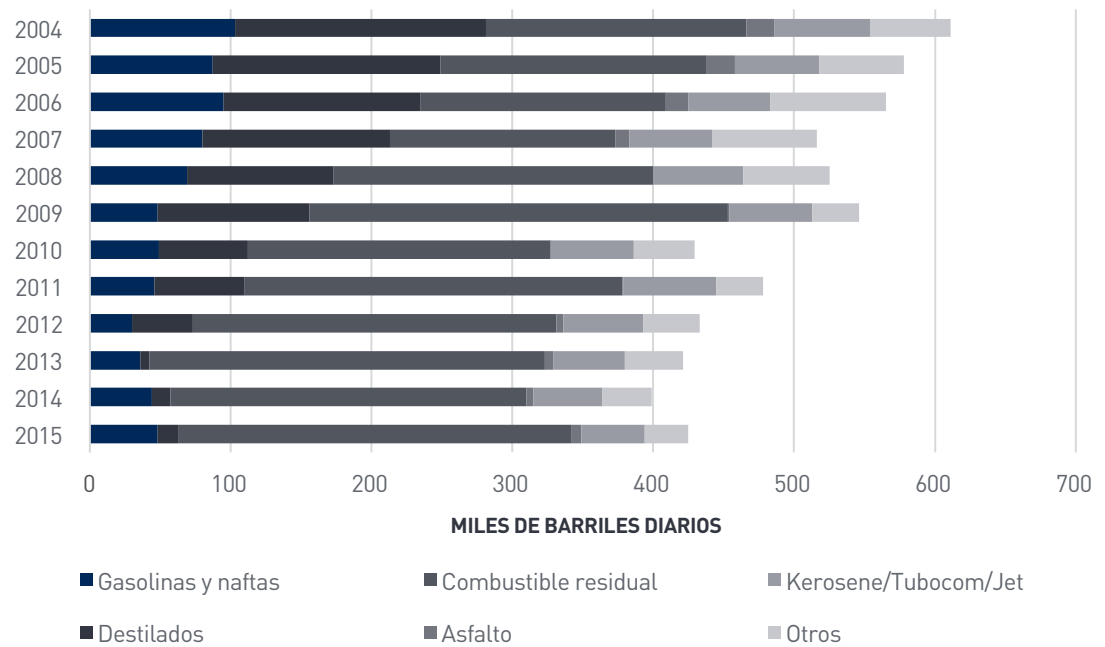


Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años).





Gráfico 33 Exportaciones por producto (2004-2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años).



## Política fiscal y sector petrolero

Los resultados financieros muestran un desempeño variable en años recientes, como consecuencia de cambios en los precios del petróleo, resultados financieros y operacionales, gastos relacionados con el desarrollo social y, más recientemente, efectos de los arreglos cambiarios y una reestructuración interna.

Desde el año 2009 hasta el año 2012, los ingresos por ventas de petróleo crudo aumentaron de manera sostenida a una tasa promedio cercana al 20%, debido a los altos precios de la cesta venezolana. Este proceso se revirtió en 2013 y 2014, cuando las ventas cayeron 8% anual cada uno, y se profundizó severamente en 2015, cuando las ventas descendieron un poco más de 40%.

Tabla 5 Resumen de estados financieros consolidados de PDVSA (2013-2015, millones de dólares)

	Reestructurados <sup>1</sup>		
	2013	2014	2015
<b>INGRESOS</b>	<b>120.035</b>	<b>121.895</b>	<b>72.169</b>
Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros	110.719	101.552	55.339
Ingresos financieros	9.316	20.343	16.830
<b>COSTOS Y GASTOS</b>	<b>95.104</b>	<b>100.257</b>	<b>61.511</b>
Compras de petróleo crudo y sus productos	36.754	37.266	22.965
Gastos de operación, venta, administración y generales	23.733	27.400	16.282
Gastos de exploración	140	76	50
Depreciación, agotamiento y amortización	8.096	8.038	8.995
Regalías, impuestos de extracción y otros	19.262	13.466	6.294
Gastos financieros	2.880	4.065	2.393
Otros egresos/ingresos netos	4.239	9.946	3.986
<b>UTILIDAD/PÉRDIDA NETA ANTES DE APORTES SOCIALES E ISLR</b>	<b>24.931</b>	<b>21.638</b>	<b>10.658</b>
<b>APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL</b>	<b>13.023</b>	<b>5.321</b>	<b>9.189</b>
<b>UTILIDAD/PÉRDIDA NETA ANTES DE ISLR</b>	<b>11.908</b>	<b>16.317</b>	<b>1.469</b>
<b>IMPUESTO SOBRE LA RENTA <sup>2</sup></b>	<b>7.186</b>	<b>5.106</b>	<b>-3.717</b>
<b>UTILIDAD/PÉRDIDA NETA DE OPERACIONES CONTINUAS</b>	<b>4.722</b>	<b>11.211</b>	<b>5.186</b>
Utilidad/Pérdida neta de operaciones discontinuadas	11.113	-2.137	2.159
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>15.835</b>	<b>9.074</b>	<b>7.345</b>

Fuente: Informe de Gestión 2015 (PDVSA, 2016).

<sup>1</sup> Reestructurados a partir de la segregación de las filiales PDVSA América, PDVSA Industrial, PDVSA Naval, PDVSA Agrícola, PDVSA Salud, PDVSA Gas Comunal, PDVSA Desarrollos Urbanos y Empresa Nacional de Transporte

<sup>2</sup> Tasa de impuesto de 50%. Tasa efectiva de -253% en 2015, descontando ajustes por inflación y conversión a dólares.



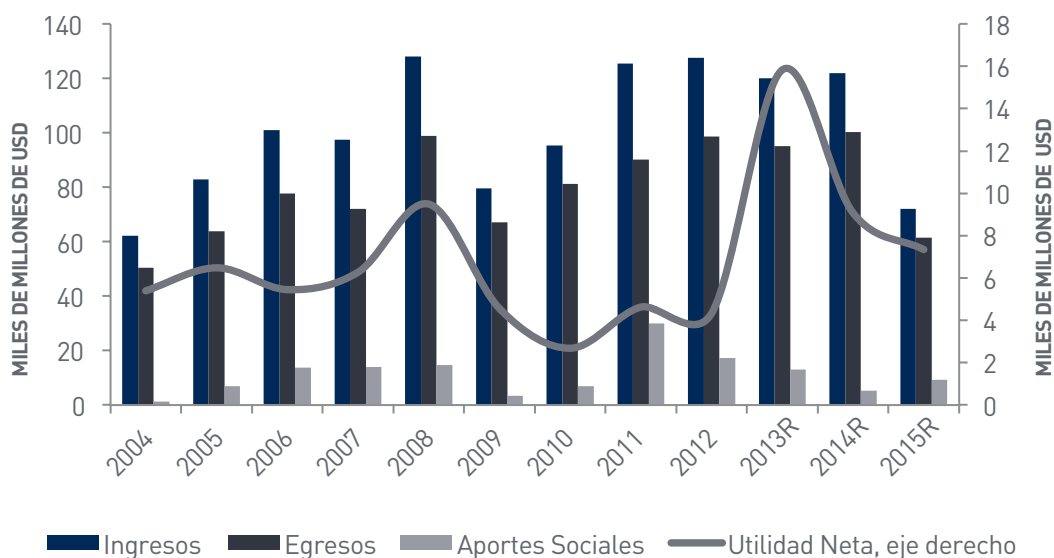


Sin embargo, los ingresos financieros compensaron con creces la caída, producto de ganancias cambiarias generadas luego de la implantación del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD), en marzo de 2013. Este esquema permitió a PDVSA la obtención de beneficios cambiarios en 2014 y 2015, cuando diversos aumentos del tipo de cambio autorizado a la estatal permitieron generar ingresos financieros adicionales.

El aumento de los ingresos financieros, combinado con una disminución de los aportes y contribuciones sociales de 4.313 millones de USD y una ligera disminución en los costos y gastos totales, explica el significativo aumento del resultado neto de la empresa en el año 2013. Adicionalmente, en el cierre de este año, PDVSA vendió al Banco Central de Venezuela (BCV) 40% de su participación en la Empresa Nacional Aurífera S.A. (ENA) por 135.600 millones de bolívares. El pago por esta transacción fue compensado con parte de las cuentas por pagar a la Oficina Nacional de Tesorería en bolívares, a la tasa de cambio del SICAD, generando una ganancia cambiaria adicional de 58.002 millones de bolívares incluidos en los ingresos financieros de 2014.

La utilidad neta en bolívares convertidos a USD a la tasa oficial pasó de 4.335 millones de USD en 2012, cercano al promedio de los últimos cuatro años, a 15.835 millones de USD en 2013. Este resultado no pudo mantenerse en 2014, cuando la caída en el último trimestre de los precios del crudo mermó los ingresos en 5.887 y los costos y gastos aumentaron en 10.530 millones de USD. A pesar de que las regalías y otros impuestos de extracción cayeron en 5.796 millones de USD y los aportes sociales en 7.702 millones de USD, el resultado neto se contrajo un 43% respecto a 2013, en 6.671 millones de USD, hasta llegar a 9.074 millones de USD.

Gráfico 34 Resultados anuales de PDVSA (2004-2015)



Fuente: Informe Operacional y Financiero e Informe de Gestión (PDVSA, varios años).

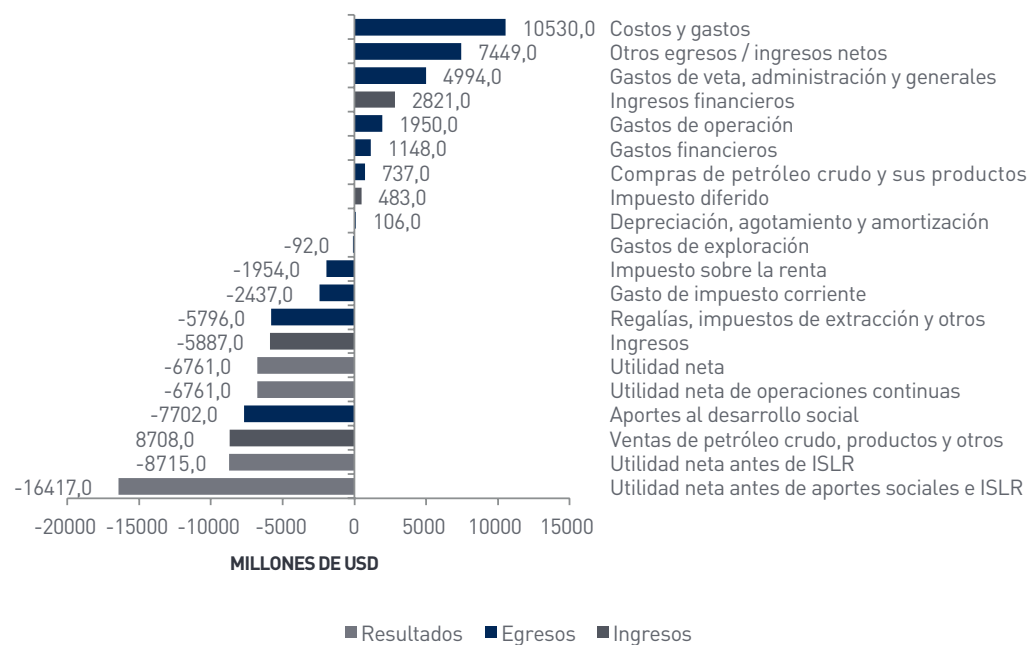
El sostenido aumento de los costos y gastos desde 2009 terminó por perjudicar los resultados de PDVSA ante la caída reciente en los ingresos por concepto de venta de petróleo crudo y a pesar del aumento sustancial de los ingresos financieros, principalmente por concepto cambiario, y de la notable caída de los desembolsos en aportes y contribuciones sociales.

La reducción en estos aportes está relacionada con la entrada en vigencia de la reforma a la Ley de Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Exorbitantes del Petróleo, en febrero de 2013. A partir de entonces, el precio de referencia a partir del cual se consideran precios extraordinarios, y se calcula la alícuota del 20% respecto al precio final de venta, pasó de ser 70\$ por barril a 80\$ por barril, con lo que se redujo sustancialmente el aporte por este concepto al Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden).





Gráfico 35 Partidas con mayores cambios entre 2013 y 2014



Fuente: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015).

Los resultados financieros negativos están manifiestos en la variación de las partidas entre 2013 y 2014. Las utilidades e ingresos fueron las más afectadas, según lo expuesto en el Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015). En 2015 fueron incluidos cambios en los Estados Consolidados de la Situación Financiera (PDVSA, 2015), producto de una reestructuración en los que consistió en la transferencia al accionista (MENPET) de ocho filiales y que modificó de manera importante los resultados previos.

Gráfico 36 Partidas con mayores cambios entre 2013 y 2014 (Estados financieros reestructurados)



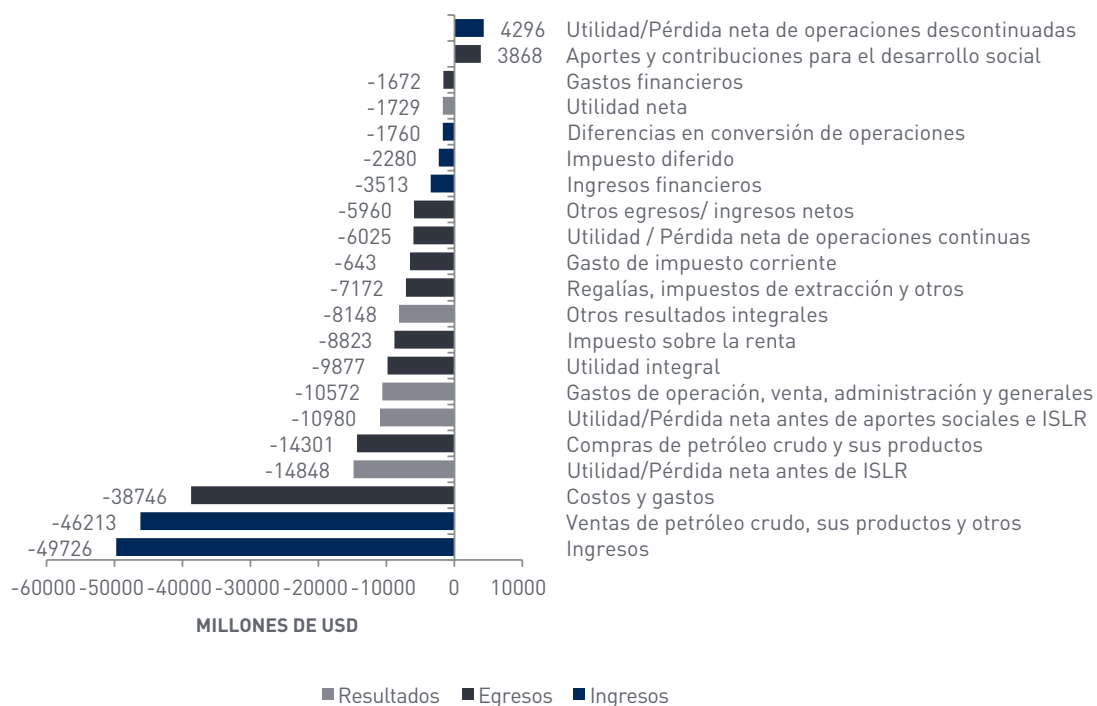
De las 20 partidas con mayores variaciones entre 2013 y 2014, los únicos egresos que mostraron disminuciones importantes fueron las regalías y los aportes al desarrollo social. Esto sin considerar la reestructuración hecha a los estados financieros en 2015.

Las partidas con los aumentos más significativos antes de la reestructuración son también egresos, y destaca particularmente la cuenta Otros egresos con un sustancial aumento de 7.449 millones de USD. Estas pérdidas están relacionadas principalmente con el deterioro en el valor de activos de plantas de refinación y obras en progreso vinculadas al área. La reestructuración, que desincorporó principalmente filiales no petroleras, modificó de manera importante estos resultados en el reporte más reciente de PDVSA. En 2013-2015 se muestra una recomposición que reduce las pérdidas en los ingresos y el incremento en los costos, mejorando notoriamente los resultados de la empresa. Destaca particularmente la reducción del aumento en costos y gastos y el significativo aumento en la variación de los ingresos financieros, estos últimos provenientes principalmente de operaciones con el Banco Central de Venezuela.





Gráfico 37 Partidas con mayores cambios entre 2014 y 2015 (Estados financieros reestructurados)



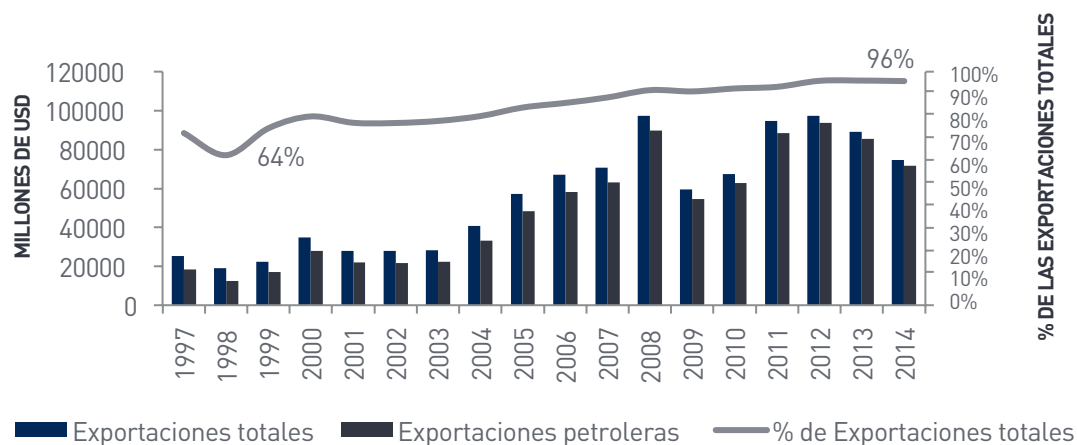
Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

Entre 2014 y 2015 la mayor parte de las partidas de resultados variaron en forma negativa, con la excepción de la utilidad de operaciones descontinuadas y los aportes al desarrollo social. Los ingresos fueron los más perjudicados, con un desplome explicado por la de las ventas de crudo y productos. Así mismo, los costos y gastos también tuvieron una reducción importante como resultado de la caída de todos sus componentes.

## INGRESOS Y EGRESOS PETROLEROS DE LA NACIÓN

Para 2014 las exportaciones petroleras alcanzaron un 96% de las exportaciones del país, de acuerdo con cifras del Instituto Nacional de Estadísticas y Banco Central de Venezuela. Las exportaciones petroleras sufrieron una caída de 16% en 2014, cuando ya habían disminuido en 8% durante 2013. La variación acumulada desde 2012 llega a -23%. Para la nación la situación es impactante, pues 42% de los ingresos fiscales provienen del sector petrolero. Hasta la fecha no se ha publicado el valor de las exportaciones de 2015 y tampoco las estadísticas fiscales

Gráfico 38 Exportaciones petroleras y no petroleras de Venezuela (1997-2014)

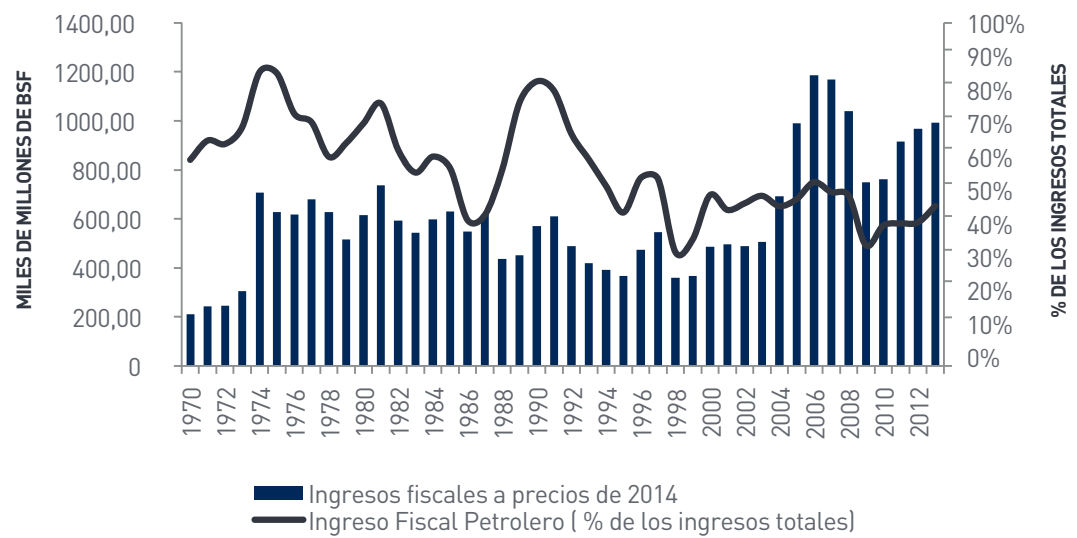


Fuente: Información Estadística (BCV, 2016).





Gráfico 39 Ingresos fiscales reales y petroleros (1970-2013)



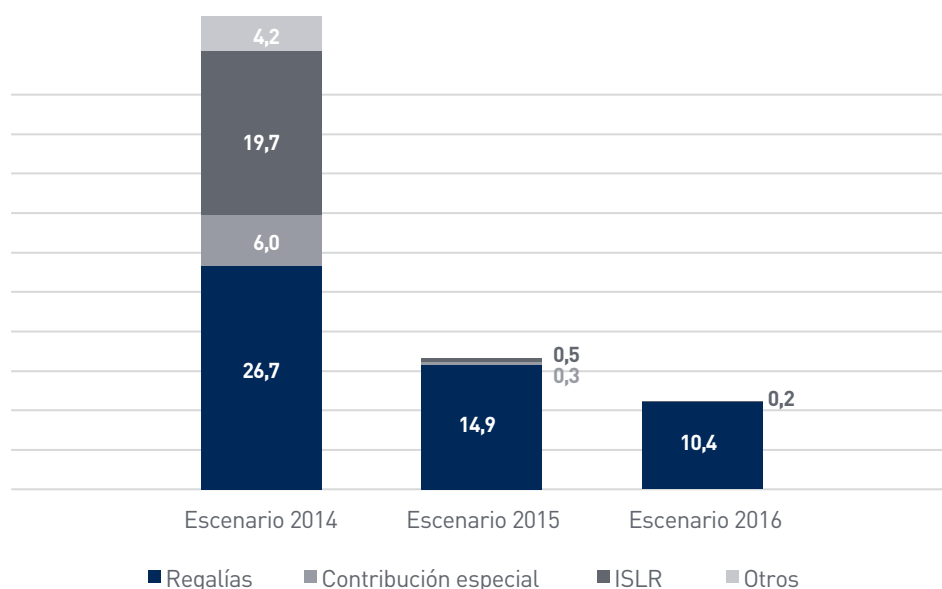
Fuente: Resultados Financieros (Ministerio de Finanzas, varios años) y CIEA.



## RÉGIMEN FISCAL

En el CIEA estimamos los aportes fiscales por barril de las empresas petroleras considerando el marco tributario vigente. Es posible contemplar la apropiación del gobierno sobre las ventas de barriles de acuerdo con el precio. De cada barril producido durante 2014, con un precio promedio de 88 USD por barril y unos costos operativos y de capital estimados en 28,73 USD por barril, el gobierno recibió 56 USD por barril. Por su parte, dados los precios de 2015, el gobierno solo logra apropiarse de 15.6 USD por barril y para 2016, la apropiación del gobierno alcanza 10.6 USD. Las contribuciones especiales se contrajeron desde 24 USD por barril a cero luego de la caída en la cotización de la cesta venezolana, lo que, junto con un ISLR más bajo, explica la mayor parte de la caída en las contribuciones fiscales<sup>3</sup>.

Gráfico 40 Escenarios de captura del gobierno en el régimen fiscal (2014-2016)



Fuente: CIEA.

<sup>3</sup>Escenario 2014: basado en un precio promedio del petróleo venezolano de 88 USD por barril y un estimado de 60 USD por barril en la Ley de Presupuesto, para un proyecto con CAPEX y OPEX de 28.73 USD por barril. La apropiación del gobierno suma 56,59 USD por barril.  
 Escenario 2015: basado en un precio promedio del petróleo venezolano en 45 USD por barril y un estimado de 60 USD por barril en la Ley de Presupuesto, para un proyecto petrolero con CAPEX y OPEX en 28.73 USD por barril. La apropiación del gobierno suma 15,64 USD por barril.  
 Escenario 2016: basado en un precio promedio del petróleo venezolano en 31 USD por barril y un estimado de 40 USD por barril en la Ley de Presupuesto, para un proyecto petrolero con CAPEX y OPEX en 28.73 USD por barril. La apropiación del gobierno suma 10,59 USD por barril.





## APORTES A LA NACIÓN POR TIPO

El sector de hidrocarburos realiza aportes a la nación a través de dos mecanismos: presupuestarios y extra-presupuestarios. El total de los aportes a la nación, incluyendo ambos mecanismos, se contrajo 51% entre 2014 y 2015.

Los mecanismos fiscales en 2014 se componen principalmente de 11,9 mil millones de USD en regalías en efectivo (63% de los aportes presupuestarios y 49% del total de aportes a la nación) y 5,1 mil millones en ISLR (27% y 21% respectivamente). Durante 2014 los impuestos fueron un 78% de los aportes de PDVSA a la nación y reportaron una caída interanual de 30%.

En 2015 los aportes presupuestarios cayeron 86%. El ISLR equivalió a -3.700 millones de USD debido al descuento de impuestos diferidos, terminando con una tasa efectiva negativa asociada a ajustes por inflación y tipo de cambio. Las regalías en efectivo cayeron 53%, alcanzando 5,6 mil millones de USD (49% de los aportes totales a la nación) y otros impuestos sumaron 669 millones de USD.

La petrolera también aporta por vías extra-presupuestarias, como los programas de desarrollo social y el FONDEN. Estos aportes totalizaron 5,3 mil millones de USD, equivalente a 22% de los aportes totales a la nación en 2014. Los mecanismos parafiscales registraron una caída de 59% ese año. Sin embargo, en 2015 el gasto por mecanismos extra-presupuestarios aumentó en 73% y sumó 9,1 mil millones de USD.

Gráfico 41 Aportes a la Nación y precio real del crudo (2006-2015)

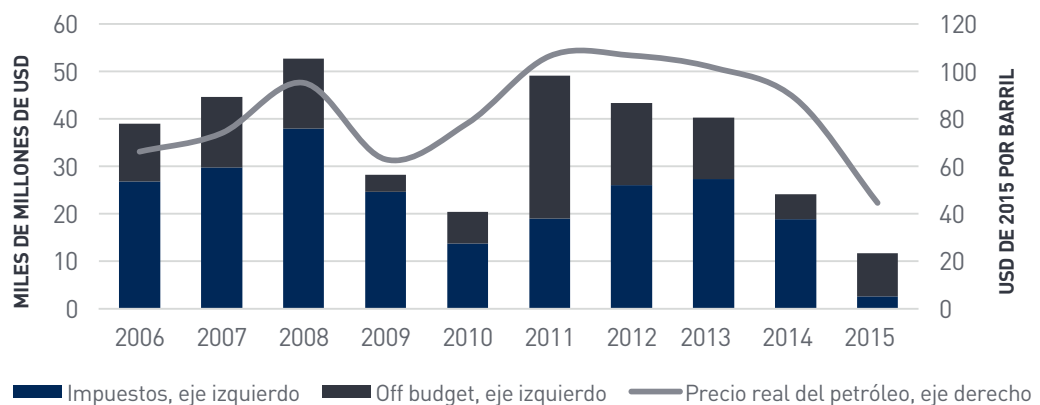
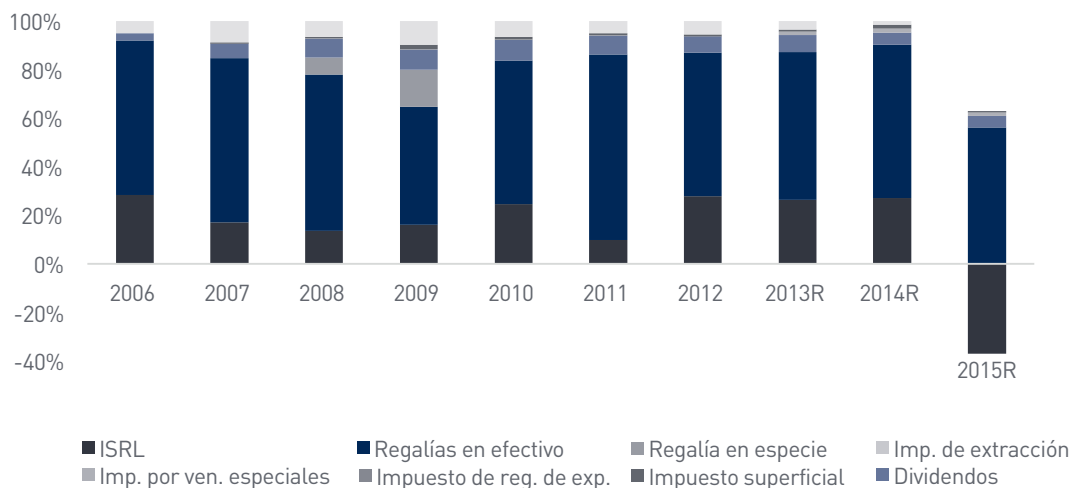


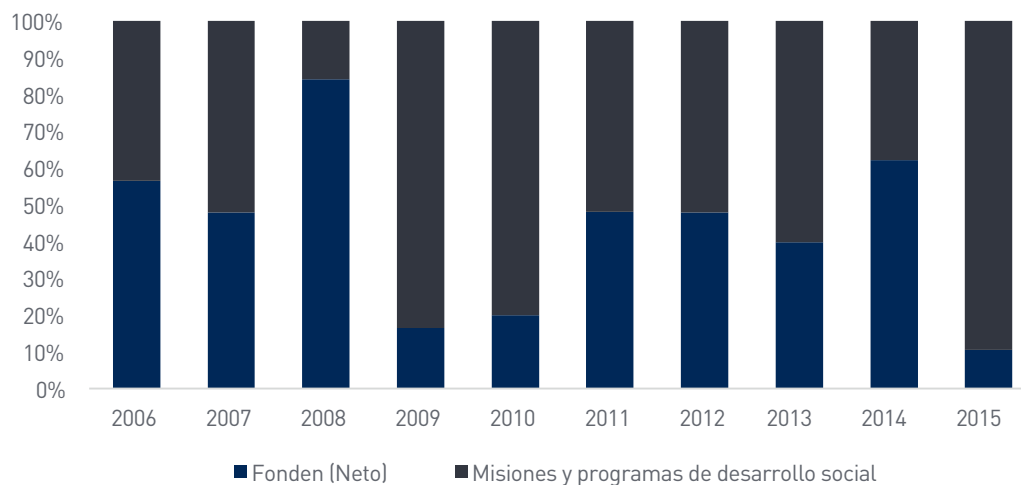
Gráfico 42 Aportes presupuestarios a la Nación (2006-2015)



Fuente: Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años).<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ISLR neto para el año 2015 fue de -3.717 millones de USD debido al descuento de 6.719 millones de USD en impuestos diferidos. Estos saldos diferidos comprenden las partidas de propiedades, plantas y equipos e inventarios, reserva de beneficios de los empleados y otros beneficios post-empleo, pérdidas en cambio no realizada y pérdidas fiscales trasladables.

Gráfico 43 Aportes no presupuestarios u "Off-Budget" (2006-2015)

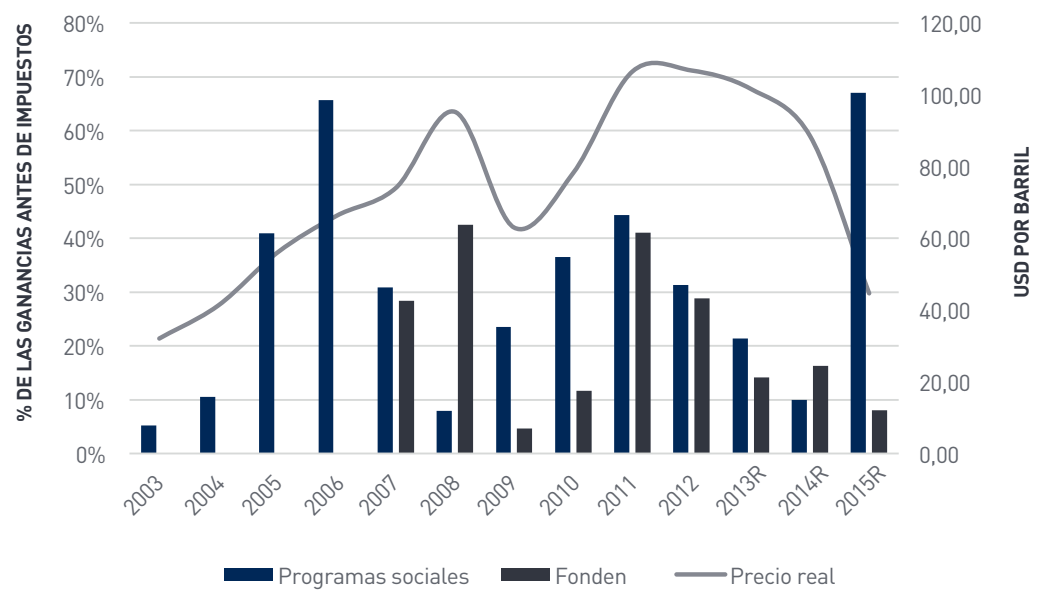


Fuente: Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años).





Gráfico 44 Contribuciones sociales como porcentaje de ganancias antes de impuestos

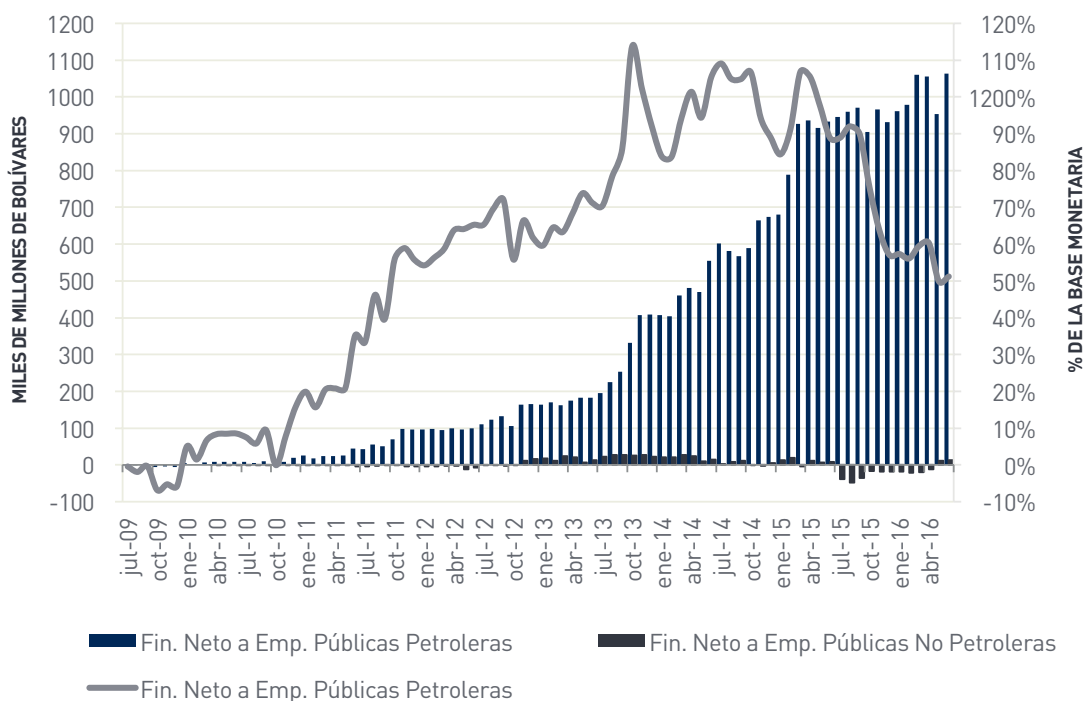


Fuente: Estados Financieros Consolidados (PDVSA, varios años), Cesta Venezolana (MENPET, varios años) y FRED (St. Louis FED, 2016).

## FINANCIAMIENTO MONETARIO NETO A PDVSA

La reforma del marco legal respecto a las atribuciones y prohibiciones del Banco Central de Venezuela (BCV) en el financiamiento de entidades públicas abrió una nueva ventana de endeudamiento en bolívares a PDVSA. La entrada en vigencia en mayo de 2010 de la reforma permite a PDVSA la emisión de títulos de deuda a favor del BCV, pudiendo este descontar y redescantar títulos valores, incluyendo pagarés y otros títulos provenientes de programas especiales que establezca el Ejecutivo.

Gráfico 45 Financiamiento neto del BCV a empresas públicas (julio 2009 – mayo 2016)



Fuente: Información Estadística (BCV, 2016).

El financiamiento a empresas públicas petroleras (PDVSA y sus filiales) cerró 2014 con un saldo superior a 674.740 millones de bolívares, ascendiendo a 965.590 millones de USD hasta noviembre de 2015. Esto implica un crecimiento interanual promedio de dicho financiamiento de 142% para 2014 y 74% en 11 meses de 2015. A pesar de que la velocidad de crecimiento nominal disminuyó en el último trimestre de 2015, la magnitud del financiamiento monetario acumulado a PDVSA representó más del 100% de la base monetaria





total en bolívares durante dos meses de 2013, cinco meses de 2014 y dos meses de 2015. PDVSA detalla en sus informes diversas operaciones comerciales y de endeudamiento con el BCV desde 2010. Al cierre de 2014, la casa matriz había vendido al instituto emisor pagarés por 130.146 millones de bolívares, que representan 84% de las cuentas por pagar a entidades relacionadas, que a la fecha sumaron 154.859 millones de bolívares. Sólo durante 2014, PDVSA emitió pagarés por 87.144 millones de bolívares a favor del instituto, con un interés anual de 0,51% pagable a su vencimiento, entre 2016 y 2022.

Las operaciones en pagarés han sido complementadas y combinadas con adjudicaciones de instrumentos de renta fija previamente emitidos por la compañía. En 2010, PDVSA adjudicó al BCV Petrobonos 2014 por 1.484 millones de bolívares y, a su vencimiento, fueron canjeados por pagarés por un monto de 33.437 millones de bolívares. En octubre de 2014 fueron adjudicados bonos PDVSA 2022 al BCV por 62.460 millones de bolívares como parte de una operación de anticipo de certificados de inversión. En noviembre de 2014, la estatal vendió al instituto certificados de inversión por 49.968 millones de bolívares.

Durante los años 2010 a 2013 fueron adjudicados otros instrumentos a favor del BCV, entre ellos bonos PDVSA 2017, 2021, 2026 y 2035. La mayor parte de las adjudicaciones, se realizaron a valor par o con primas que generaron ganancias adicionales a la compañía. Además, fueron constituidos fondos para el desarrollo social en bolívares mantenidos en el instituto, por instrucciones del ejecutivo nacional, con un saldo de 9.244 millones de bolívares al cierre de este último año.

El financiamiento total a PDVSA alcanzó un máximo en términos nominales en marzo de 2016, cuando superó 1 billón 60 mil millones de bolívares, que se redujo en meses más recientes. Sin embargo, en términos del dinero base total, su nivel comenzó a descender un año antes cuando representó 105% del dinero base. Al final del segundo semestre de 2016 presenta un aumento significativo, superando el billón de bolívares.

En términos del PIB, el financiamiento monetario a PDVSA pasó de representar cerca de 2% al cierre de 2010 hasta 7% y 10,1% en 2011 y 2012, respectivamente. A partir de 2013 el monto crece de manera importante, hasta alcanzar 18.7% en este año, y 19,2% y 18,5% al cierre de 2014 y 2015, respectivamente<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> El cálculo en términos del PIB fue hecho con base a las cifras del World Economic Outlook (FMI, 2016), que incluyen estimaciones a partir de 2014. Es posible que el FMI subestime el PIB nominal, debido a la dificultad del cálculo del deflactor, lo que haría levemente menor el financiamiento en términos del PIB.

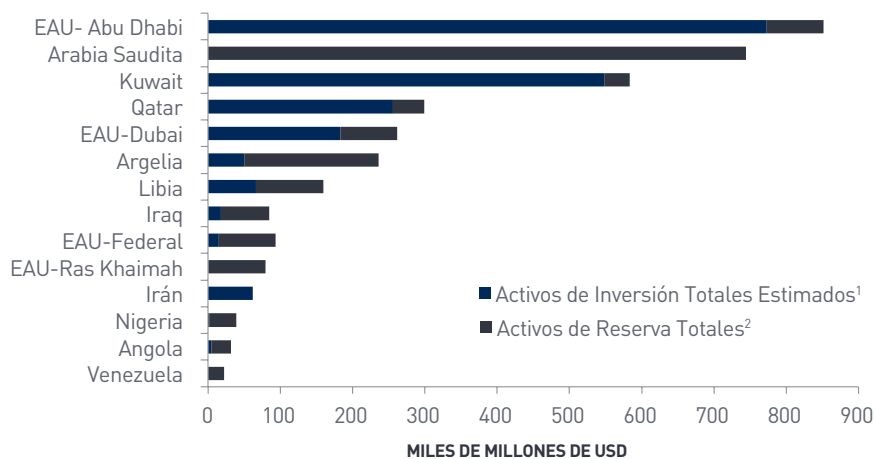
## VENEZUELA Y RESTO DE OPEP: FONDOS DE INVERSIÓN Y RESERVAS INTERNACIONALES

El ciclo de precios, que comenzó con el significativo aumento de la cotización internacional del crudo desde 2003, generó sustanciales ingresos a las NOCs que conforman la OPEP, así como sustanciales déficit fiscales que permitieron la acumulación de fondos de ahorro e inversión en nombre de Estados como inversores institucionales, o fondos soberanos.

Un fondo soberano es un fondo de inversión de propiedad estatal que destina los ingresos excedentarios del fisco, balanza de pagos, exportaciones de recursos naturales y otros, a la inversión en activos financieros como acciones de corporaciones, bonos, activos inmobiliarios y otros. Según el Sovereign Wealth Institute (SWI), desde 2005 se han creado al menos 30 fondos soberanos. En total, sus activos representan alrededor de un 3% del total transado en los mercados financieros mundiales y crecieron de 2008 a 2012 en un 59,1%. De los primeros 10 fondos soberanos del mundo, 5 provienen de la explotación del petróleo y sus derivados, con un 59% de los orígenes provenientes sólo del gas y el petróleo.

Los países OPEP lograron acumular a junio de 2015 más de dos billones de USD en activos de inversión, muy superiores al billón 580 mil millones de USD en activos de reservas internacionales. Este cálculo toma en cuenta los activos de Arabia Saudita como de reserva, aunque se conoce que muchos de ellos están destinados a la inversión, con lo que la acumulación de fondos soberanos sería aún mayor.

Gráfico 46 Activos de inversión y de reservas internacionales, países OPEP (2015)



Fuente: Fund Rankings (SWFI, 2016), DataBank (World Bank, 2016), Información Estadística (BCV, 2016).

<sup>1</sup> Junio de 2015.

<sup>2</sup> Finales de 2013 para Iraq y de 2014 para el resto.

Nota: Arabia Saudita no publica cifras de sus activos de inversión.

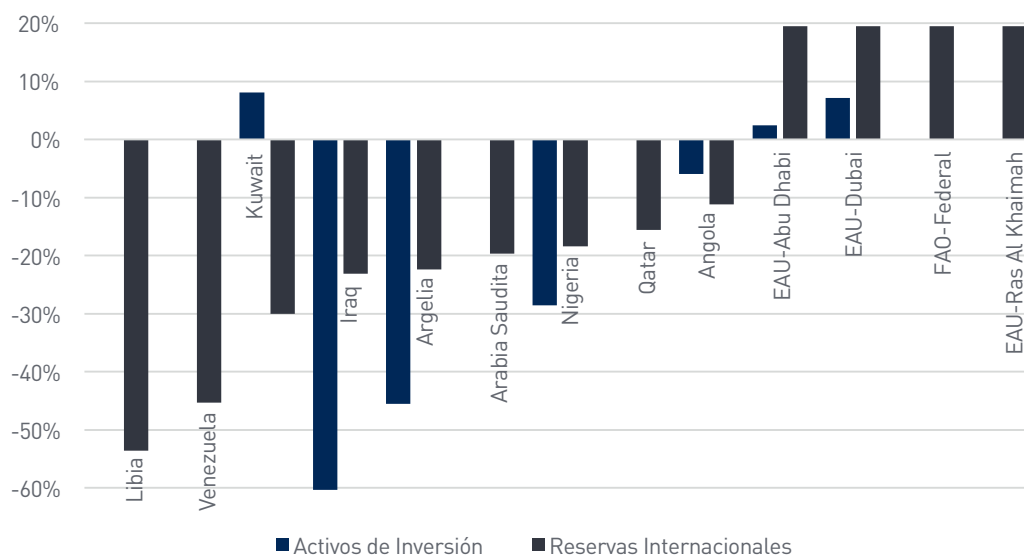




La acumulación de estos activos ha permitido a grandes productores, sobre todo Arabia Saudita y otros países del Consejo de Cooperación para los Estados Árabes del Golfo, reducir el impacto de la caída reciente de los precios. La disponibilidad de abundantes activos en divisas y otros activos de portafolio han sido usados para minimizar la magnitud en el costo de los ajustes ante la caída en los ingresos petroleros.

Este último no es el caso de Venezuela. El Fondo de Estabilización Macroeconómica (FEM), fondo soberano venezolano, cerró 2015 con el exiguo saldo de 3 millones de USD (no observables en el gráfico). Creado en 1998 como Fondo de Inversión y Estabilización Macroeconómica, el FEM ha sufrido diversas modificaciones en su regla de acumulación fiscal desde incluso escasos meses de su creación. A pesar de haber llegado a acumular 6 mil millones de USD, es evidente que el fondo no tiene absolutamente ninguna capacidad de funcionar como mecanismo de estabilización ante la caída de precios del crudo, dejando de cumplir con su objetivo fundamental y privando a Venezuela de las alternativas de financiamiento con las que cuentan sus pares de oriente medio.

Gráfico 47 Variación de activos de reservas e inversión de países OPEP (2015-2016)



Fuente: Fund Rankings<sup>1</sup> (SWFI, 2016), DataBank (World Bank, 2016), Información Estadística (BCV, 2016).

<sup>1</sup>Se excluye a Irán, debido a que sus activos de inversión no variaron y no hay datos disponibles de sus reservas en 2016.



Incluso al tomar en cuenta las reservas internacionales, la posición líquida en activos soberanos para el financiamiento externo de Venezuela es la peor entre todas las economías de OPEP. Las reservas internacionales terminaron 2014 con un saldo ligeramente superior a los 22 mil millones de USD y a los 12 mil millones en 2015, muy por debajo del promedio de 112 mil millones en 2014 y 109 mil millones en 2015.

Libia, Kuwait y Venezuela representan a los países con mayores pérdidas de reservas internacionales en 2015, cuando se profundizó la caída en la cotización internacional del crudo. Por su parte, los fondos de inversión más perjudicados fueron los de Irak, Arabia Saudita y Nigeria. Los Emiratos Árabes Unidos se mostraron mucho más resistentes al choque de precios e incluso lograron aumentar sus reservas en el mismo año.



# DESTACADO

## /4

### EL LARGO Y TORTUOSO CAMINO DE LA RENTA PETROLERA

- POR DIEGO GUERRERO -

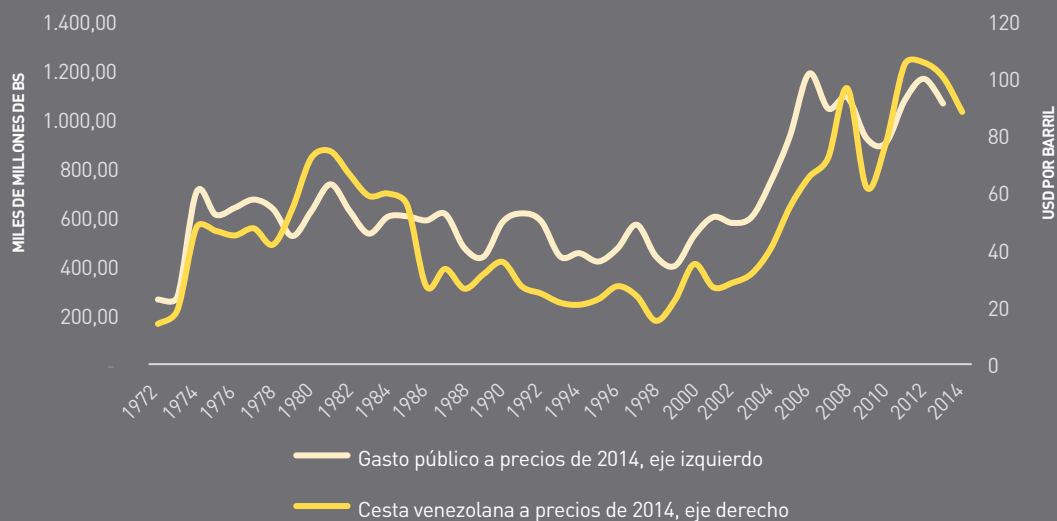
Desde el siglo XX la renta petrolera está en el centro del debate público venezolano. Comenzando nuestra historia petrolera, abundaron presiones para aumentar la participación del Estado en los ingresos del sector. La estrategia era utilizar los beneficios fiscales de la renta para industrializar otros sectores. Otra arista, similar en esencia, fue la siembra del petróleo: usar la renta para impulsar la inversión agrícola. En los últimos 20 años prevaleció un discurso que clamaba el desarrollo endógeno y la repartición social de las riquezas. En 2017 se cumplirán 100 años del primer barril de petróleo exportado y el discurso político aún discute el rentismo. Mientras tanto, la economía y la población sufren las consecuencias de los pocos avances hechos para aislar el país de los vaivenes del mercado petrolero.

Una estrategia que aproveche la renta parte de dos elementos esenciales: en primer lugar, de atenuar los efectos de un recurso volátil sobre la realidad nacional. En ese sentido, debe entenderse cómo las rentas distorsionan, impulsan o restringen el proceso de decisiones políticas. En segundo lugar, debe examinarse la dinámica económica a la que se enfrentan las economías petroleras. Especialmente, el problema de la productividad y los incentivos al reparto. La dinámica política tiene la clave y son esos elementos los que examinaremos en adelante.

#### La renta y el ciclo político

La participación del Estado en la industria petrolera implica ingresos a las cuentas fiscales. Por definición los ingresos fiscales se distribuyen a través del gasto público y determinan el ciclo político. Elevados ingresos permiten mayor gasto. Esto ofrece réditos directos a los gobernantes, cuyas tasas de aprobación y popularidad aumentan.

#### Gasto público real y precio real del petróleo



Fuente: Cesta Venezolana (MENPET, 2016), Memoria y Cuenta (MEFBP, varios años), Información Estadística (BCV, varios años).



El gráfico superior ilustra cómo el gasto público real se co-mueve con el precio real del petróleo, siguiendo las etapas cíclicas del precio. Durante los setenta un importante boom permitió llevar a cabo políticas de gasto que dieron paso a la llamada Venezuela Saudita. Los profesores del IESA Moisés Naím y Ramón Piñango editaron un libro que analiza el período: El caso Venezuela: una ilusión de armonía. El título es revelador: los ingresos sirvieron para ocultar deficiencias estructurales y apresurar la modernización sin resolver conflictos pendientes.

En el gráfico se puede observar cómo el gasto público real se co-mueve con el precio real del petróleo, siguiendo las etapas cíclicas del precio. Durante los setenta un importante boom permitió llevar a cabo políticas de gasto que dieron paso a la llamada Venezuela Saudita. Los profesores del IESA Moisés Naím y Ramón Piñango editaron un libro que analiza el período: “El caso Venezuela: una ilusión de armonía”. El título es revelador: los ingresos sirvieron para ocultar deficiencias estructurales y apresurar la modernización sin resolver conflictos pendientes.

La caída del precio del crudo en los ochenta trajo más que transformaciones económicas. Mediante una reforma del sector público se buscó la descentralización política para disminuir la discrecionalidad presidencial y diversificar los mecanismos tributarios, aumentando los ingresos por concepto de impuestos sobre el resto de la economía. La crisis política se acentuó precipitando conflictos a lo interno de los partidos, abstención política y descontento, intentos de golpes de Estado, entre otros. En medio del descontento tras la ruptura de la ilusión, en 2003 ocurrieron importantes cambios. El aumento de los precios del petróleo produjo incentivos para apropiarse de la renta y distribuirla con políticas sociales. Esos mecanismos de políticas sociales comienzan a desarrollarse aquel año. Pero el punto máximo de ese nuevo ciclo se observa con la reforma de leyes que permitieron el manejo de estos recursos de manera paralela al presupuesto.

Es un error pensar la historia política venezolana ignorando la dinámica de los ingresos petroleros en los incentivos de los gobernantes para administrar la renta y el poder. Asimismo el sector público es uno de los determinantes del ambiente que estimula la actividad económica. Por ello, la dinámica política del siglo XXI ha dependido de los movimientos del precio del petróleo: el boom inicial y la caída actual.

En medio del descontento tras la ruptura de la ilusión, en 2003 ocurrieron cambios históricos. El aumento de los precios del petróleo reintrodujo los incentivos para apropiarse de la renta y distribuirla con políticas sociales. Esos mecanismos de políticas sociales comienzan a desarrollarse aquel año en medio de una dinámica de choque político. Pero el punto máximo de ese nuevo ciclo se observa con la reforma de leyes que permitieron el manejo de estos recursos de manera paralela al presupuesto.

Aunque Venezuela atravesó entre los ochenta y noventa la dolorosa ruptura de uno de los ciclos de precios, la lección fue insuficiente. El auge del precio del petróleo provocó el ciclo político de la última década. La tentación para cualquier político de aprovechar las rentas para tener popularidad y otros beneficios era muy alta, aunque el próximo agotamiento y crisis del modelo era previsible. La discrecionalidad en el manejo de las rentas incentivó prácticas clientelares y captura de rentas que desvió recursos de la producción y la provisión de bienes públicos lejos de incentivos a la productividad. Esto deja hoy a la población en una posición vulnerable.

#### Renta y desempeño económico

La reforma de la Ley del Banco Central y la creación del Fondo de Desarrollo Endógeno (Fonden) permiten que el gobierno nacional disponga de las rentas mediante este Fondo y de PDVSA, evadiendo los compromisos

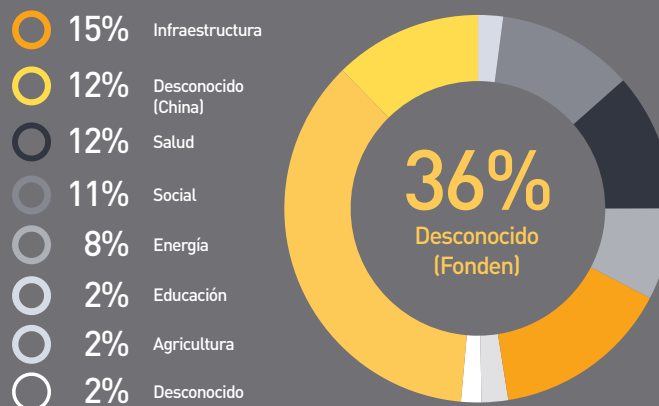
constitucionales con las Alcaldías y Gobernaciones. También disminuyó la capacidad de la Asamblea Nacional para controlar el gasto, porque estos fondos son administrados independientemente del presupuesto.

Sin supervisión de los poderes públicos de contrapeso, escasea la contraloría y evaluación de los programas sociales los cuales financiaron el consumo con renta y no la mejora estructural de las condiciones de vida. Hasta la fecha, Venezuela ha fracasado en la administración de sus recursos. La industrialización no ocurrió y el leve progreso hacia la diversificación comenzado en los ochenta menguó, como muestra la caída de las exportaciones no petroleras. El aparato industrial actual no tiene condiciones que permitan producir bienes y servicios competitivos que generen valor para su exportación, con pocas excepciones que no alcanzan preponderancia en la matriz exportadora.


Tampoco se cumplieron los objetivos del desarrollo endógeno y la lucha contra la pobreza. Durante los últimos veinte años se trató al gasto como si fuese inversión social. Siguiendo tal modelo se realizaron cuantiosos aportes a los programas sociales de misiones de PDVSA y al Fonden. El proceso de decisión de administración y reparto de las rentas aumentó la discrecionalidad del Ejecutivo. Estos programas aprovecharon el nuevo marco legislativo para manejar extra-presupuestariamente las rentas.

La discrecionalidad permitió gestionar partidas poco transparentes. Sabemos que los subsidios, préstamos e inversiones administradas por Fonden y Bandes (Fondo Chino) pudieron llevarse a cabo en otras categorías de gasto social, pero desconocemos la distribución de estos montos y el status de los proyectos. Así, observamos que más del 40% del gasto social de los fondos extra-presupuestarios fue enfocado a partidas cuyo retorno no es calculable. Mientras tanto, los proyectos bandera en educación y salud como Barrio Adentro y las misiones educativas no suman 15% del gasto. Por su parte, la Gran Misión Vivienda sumada a otras inversiones en infraestructura alcanza apenas 15% y los programas de pensiones y asistencia social alcanzan 11%.

## Distribución del gasto social de PDVSA entre 2001 y 2014



Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, 2015).



Esto es relevante porque el gasto entre 2001 y 2014, en principio, superó los 200 mil millones de USD según el Informe de Gestión de PDVSA. Desconocemos los montos realmente invertidos porque el gasto social presentado en los informes de gestión de PDVSA tiene cuantiosas diferencias con los informes financieros de la empresa.

Actualmente observamos dos consecuencias. Primero, no se logró aumentar la producción con las estructuras de empresas públicas y repartición de rentas hacia sectores como el agropecuario, industrial y energético. Sumado a empresas públicas ineficaces, las políticas de controles de precio y sobre-valoración de la moneda en conjunto con la inflación restaron dinamismo al sector privado.

En segundo lugar, el gasto y repartición social de la renta no dotaron de capital humano y productividad al país. La renta se tradujo en consumo por importaciones y alivió la pobreza circunstancialmente mediante paliativos en el sector salud, educación y pensiones. Sin embargo, no dotó a la población de cambios profundos para la superación en el largo plazo de la pobreza. En suma, no existen mejoras estructurales:

con el deterioro de la renta, vuelve la pobreza. Ante una productividad en declive, los trabajadores no pueden mejorar sus ingresos reales para afrontar la reducción de los subsidios en períodos de bajas rentas.

Por su parte, el Estado sufre una merma en sus ingresos que dificulta ahora mantener esos subsidios.

El problema de fondo es que desde el siglo XX el petróleo sólo se ha entendido como mecanismo fiscal.

Venezuela no ha acoplado su economía al aprovechamiento de los recursos naturales con el desarrollo de bienes más complejos. Durante el boom de los setenta no se cumplió el objetivo de aumentar la productividad gracias a las rentas. Las últimas décadas no son más optimistas.

El Centro Internacional de Desarrollo de la Escuela de Gobierno de Harvard avanza en los estudios de la complejidad económica. Analizando el conocimiento productivo, el CID propone que el desarrollo se explica no sólo por aumentos en producción, sino por incrementos en la complejidad y diversidad de lo producido. Las materias primas, como el petróleo, y bienes agrícolas son los productos menos complejos.

Esa metodología también estudia la factibilidad de la diversificación observando la “distancia” respecto a bienes actualmente exportados e identifica aquellos con mayor complejidad. Acercarse a los productos factibles más complejos permite añadir valor a las exportaciones aprovechando los enclaves prevalentes: las materias primas. Este es un trabajo pendiente en Venezuela, oscurecido al negar al petróleo y recursos naturales su papel en el desarrollo productivo.

Por tanto, existe una deuda pendiente ya no de sembrar el petróleo sino de sembrar en el petróleo: producir y exportar conocimiento, tecnología y servicios para la producción de materia prima y derivados. Esa cadena es parte de la tecnología y conocimiento que puede generar desarrollo. Es un proceso que debe fundamentarse en la apertura a quienes tengan conocimiento y capacidad para ser competitivos. No todo país con abundantes recursos se expone a los ciclos de precios del recurso. Quizás hace falta decirlo: no hay algo inherentemente malo en la economía venezolana. El petróleo no es una condena si se aísla el ciclo político y económico de la volatilidad del mercado mediante políticas públicas.



### El largo y tortuoso camino: ataduras institucionales

En El Petróleo como Instrumento para el Progreso, los profesores Luis Roberto Rodríguez y Pedro Luis Rodríguez sintetizan en una analogía el problema. La renta es un canto de sirena. Comparan la renta con la historia homérica de las sirenas asesinas que atraían a los marineros con hermosas canciones. Para sobrevivir, el héroe es atado a un mástil. Con sus ataduras, Odiseo consigue escuchar los cantos y salir airoso de una situación mortal. Los “cantos de sirenas” de la renta requieren ataduras o, en términos económicos y políticos, instituciones.

Las instituciones pueden romper el círculo político-económico vicioso, al permitir modificar los incentivos. El objetivo debe ser controlar la discrecionalidad en el uso de los recursos. Las autoridades de gobierno deben ser menos capaces de usar a conveniencia los recursos petroleros. Esto requiere ver al petróleo como más que una fuente de ingreso fiscal. Además, Venezuela tiene un asunto aplazado desde la nacionalización. Cuando en los años setenta se nacionalizan los hidrocarburos, se estatizó una industria que tenía una pequeña pero prometedora participación del sector privado. Venezolanos que emprendieron en la extracción de crudo y hoy pudiesen exportar su conocimiento y tecnología como un producto de valor.

Es una deuda con los ciudadanos para permitir su participación en el sector de los hidrocarburos. Más allá aún, para cambiar la relación del ciudadano con el petróleo y el Estado, y disminuir el papel del gobierno en la administración discrecional de los recursos. Hoy, con bajos precios del petróleo, tenemos una oportunidad histórica para impulsar límites a la capacidad del Estado para gestionar las rentas, una reforma necesaria para alcanzar una senda de desarrollo de largo plazo, fuera de los ciclos de dependencia y volatilidad de la renta.

De no realizarse esas reformas, los ciudadanos continuarán vulnerables al próximo ciclo. Esto supone que cualquier avance para estimular la productividad en el actual período de bajos precios del crudo, podrá ser infructuoso si los precios aumentan. En ese caso, otro ciclo político desincentivará la productividad y dejará a la población sin cambios significativos en su capacidad para generar riqueza y combatir la pobreza.

Urge a la sociedad lograr reformas institucionales sustantivas que le permitan tomar un camino también arduo pero virtuoso: el de la independencia de las materias primas. Sobre todo estas reformas deben ser acompañadas con madurez para no dar paso atrás en el camino ya abandonado en los noventa tras sólo breves pasos.



---

## Sector Gasífero



Tabla 6 Sector gas en 2014

	RESERVAS (MMMPC)	PRODUCCIÓN (MPCD)	CONSUMO (MPCD)
MUNDO	6606.45	334.82	328.28
CENTRO Y SUR AMÉRICA	270.63	16.93	16.45
VENEZUELA	197.09	2.77	2.97

Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2015).

Tabla 7 Sector gas en 2015

	RESERVAS (MMMPC)	PRODUCCIÓN (MPCD)	CONSUMO (MPCD)
MUNDO	6599.40	342.40	335.60
CENTRO Y SUR AMÉRICA	268.10	17.30	16.90
VENEZUELA	198.40	3.10	3.34

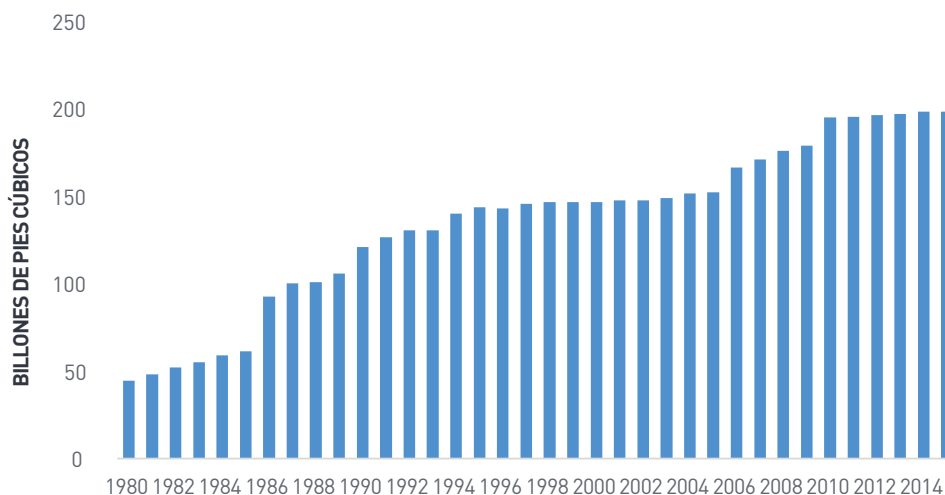
Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016).



## RESERVAS PROBADAS

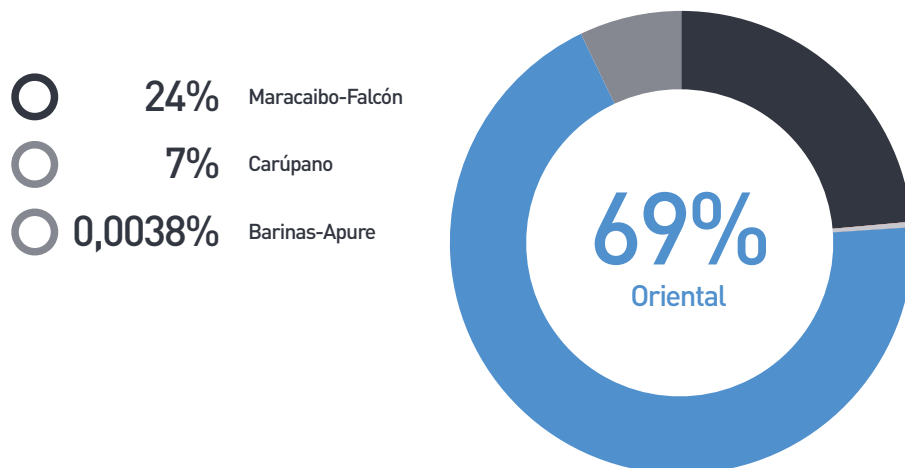
Durante 2014 las cifras oficiales muestran un aumento de 1% en las reservas probadas de gas natural, las cuales se mantuvieron estables en 2015. El gas destinado a consumo de PDVSA en 2015 fue 67% de la producción. El gas destinado a reinyección fue 2.460 MMPCD en 2015, 31% de la producción bruta (7.756 MMPCD).

Gráfico 48 Reservas probadas de gas en Venezuela (1980-2015)

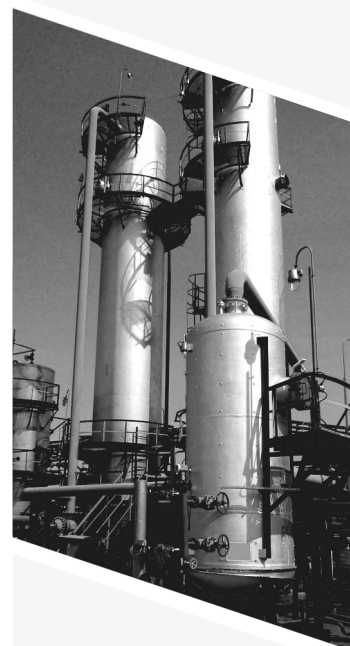


Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2016)

Gráfico 49 Distribución de las reservas de gas por cuenca (2015)

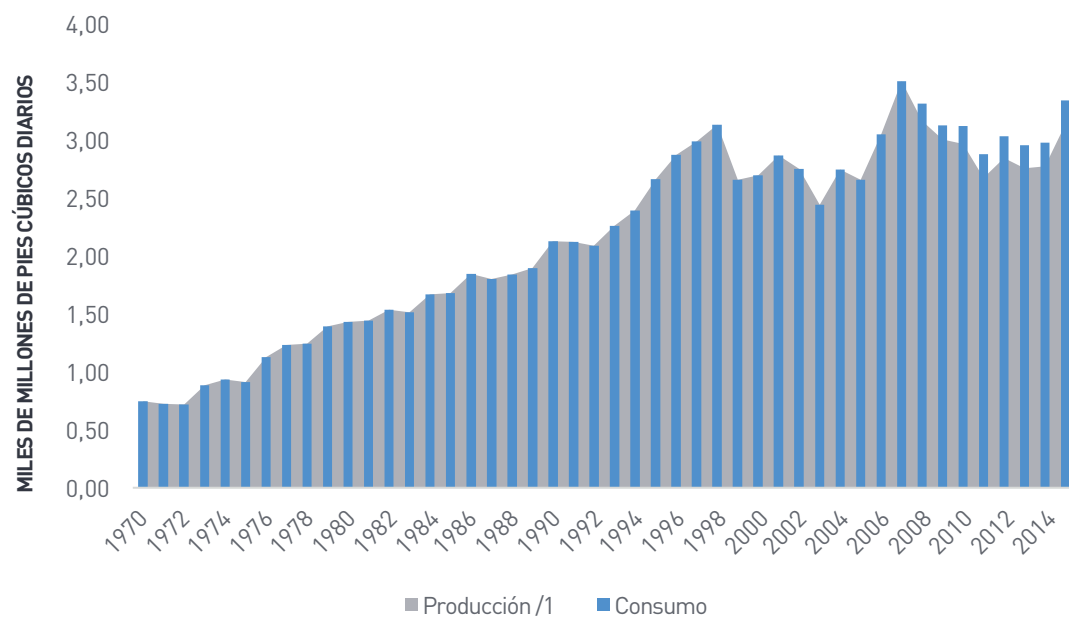


Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).



## Exploración y producción

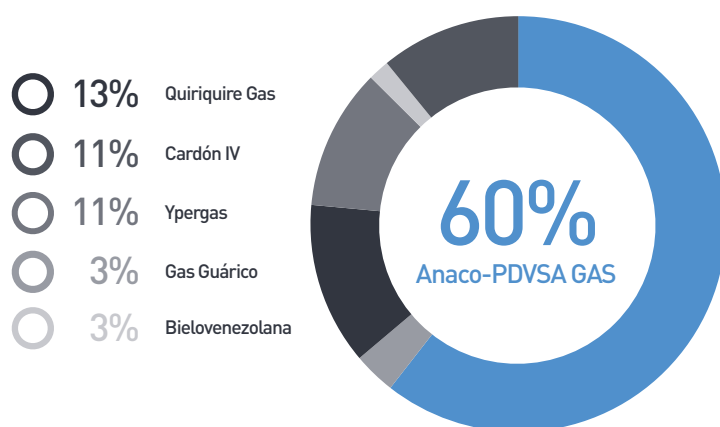
Gráfico 50 Producción y consumo de gas natural de Venezuela (1970-2015)



Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2015). 1 Excluye gas flameado o reciclado. Incluye gas natural producido para su transformación en líquidos del gas natural.

Desde 2011, el consumo interno de gas natural ha superado la producción total, con un significativo aumento de esta brecha hasta 2014, cuando la caída en el consumo que venía ocurriendo desde 2012 acumuló más de 323 MMMPCD. Luego de lograr un máximo histórico de 3,5 MMMPCD en 2012, la producción en 2014 fue de 2,77 MMMPCD (crecimiento de 0,7%) y 3,14 MMMPCD en 2015. La producción de 2015 muestra una recuperación de 13,2% y representa los niveles más altos en producción de gas desde 2008.

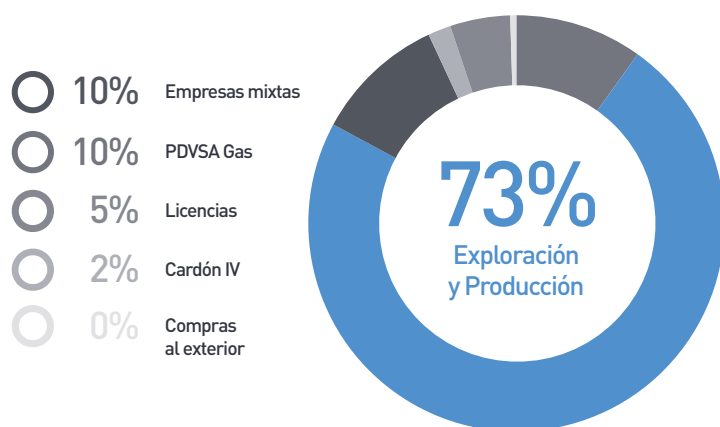
Gráfico 51 Producción de gas no asociado por región (2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

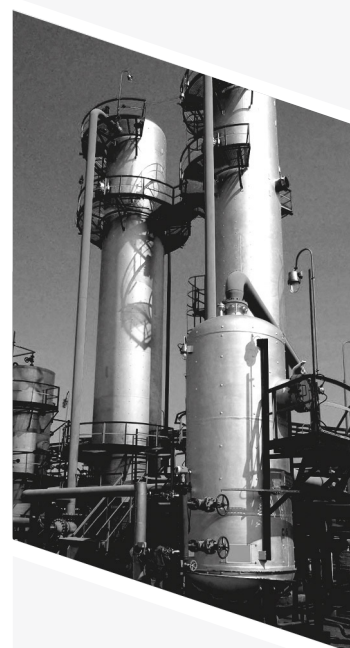
La producción de PDVSA Gas se concentró desde 2014 en Anaco, excluyendo a San Tomé y Sipororo de la clasificación del Informe (PDVSA, 2014; 2015). Anaco representó 60% de la producción de gas no asociado (772 MMPCD). Por su parte, en 2015 se incluyó la producción de 139 MMPCD en el bloque Cardón IV.

Gráfico 52 Disponibilidad de gas natural por origen (2015)



Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

La mayor parte de la disponibilidad de gas natural está asociada a exploración y producción, con más de 5.688 MMPCD. Además, fueron importados 94 MMPCD en 2014 y 37 MMPCD en 2015 provenientes de Colombia, a través del gasoducto Antonio Ricaurte.



## Situación actual de los Proyectos

Los proyectos para el desarrollo de la producción de gas Mariscal Sucre y Rafael Urdaneta muestran avances en cuanto a producción durante 2014. En el desarrollo costa afuera, se completaron cuatro pozos en el campo Dragón, el proyecto Mariscal Sucre suma una producción asociada de 220 MMPCD de un total esperado de 300 MMPCD. Además el proyecto cuenta con un avance de 90% en la construcción del gasoducto Dragón-CIGMA y de 85,6% en la instalación del pipe rack y otras facilidades de entrada de gas a la Planta PAGMI. Por otro lado, el desarrollo de 21 pozos del Campo Perla cuenta con 83% de avance físico en la Plataforma Principal, el cual cumplió la meta de producción de 450 MMPCD en 2015.

Tabla 8 Estado de proyectos de gas (2015)

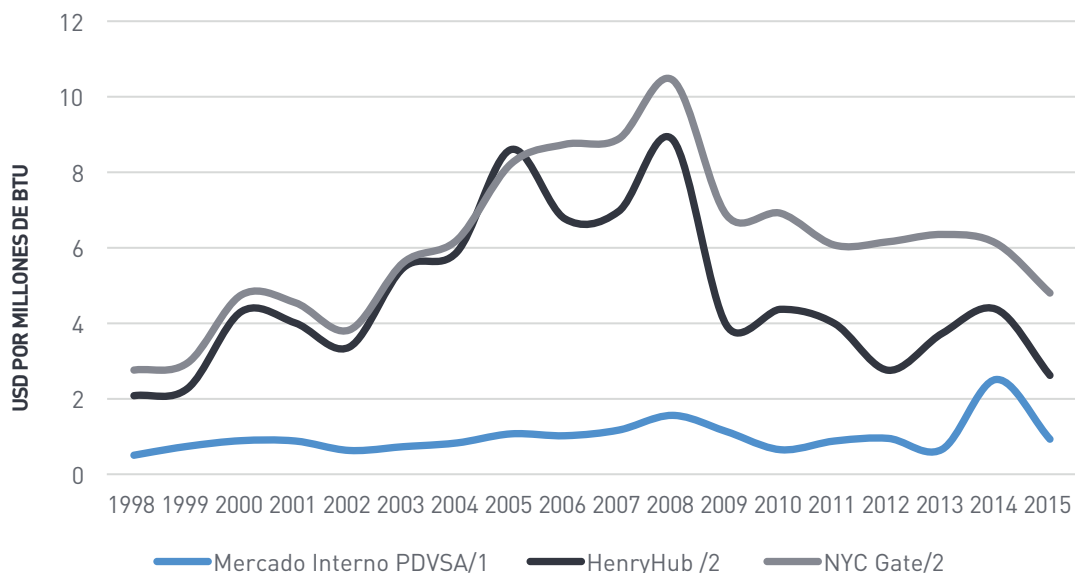
PROYECTO	OBJETIVO	Estado
MARISCAL SUCRE	Desarrollo costa afuera en Oriente. <b>Meta de producción: 1.250</b> MMPC de gas y 28 MDB de condensado.	Fase I: esquema de producción acelerada Fase II: culminación en 2022, con inversión de 13.741 millones de USD.
RAFAEL URDANETA	Desarrollo Noreste de Falcón. 30.000 km <sup>2</sup> y 9.5 MMPC de gas. Se planifican 21 pozos en el Campo Perla del Proyecto Cardón IV.	En 2015 la Plataforma Principal fue instalada y cumplió la meta de producción.

Fuente: Informe de Gestión Anual 2015 (PDVSA, 2016).

## Precios del Gas

El precio internacional del gas natural ha descendido sostenidamente desde 2008, medido por los marcadores internacionales Henry Hub y New York City Gate. Sin embargo, dada la estructura de regulaciones vigente en el mercado interno venezolano, así como el efecto de los esquemas y la sobrevaluación cambiaria, el precio doméstico del gas se ha mantenido por debajo de ambos. Luego de alcanzar un mínimo histórico de diez años, con 0,68 USD por cada mBtu, PDVSA reporta en 2014 un precio superior de 2,4 USD.

Gráfico 53 Precio nacional e internacional del gas natural comparado (1990-2015)



Fuente: International Energy Statistics (EIA, 2016), Statistical Review of World Energy (BP, 2015), Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años) y PODE (MENPET, 2012).

1\ Promedios ponderados. Factor de conversión de 1028 Unidades Térmicas Británicas (BTU) por cada pie cúbico (PC) de gas. A partir de 2014 PDVSA reporta los precios de contrato con las licencias privadas aguas arriba, más cercanos a los internacionales, sin que necesariamente signifique la cancelación de pagos a estos precios. 2\ Promedios simples de los precios diarios o mensuales.

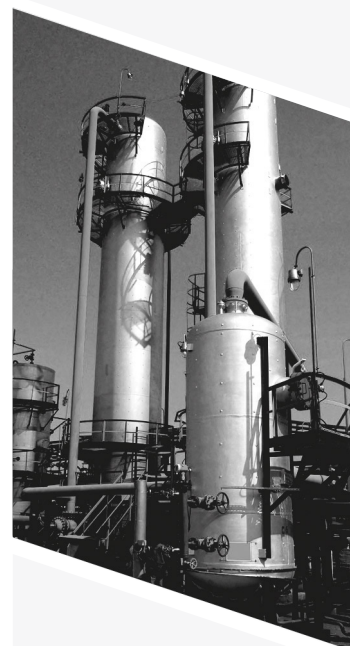
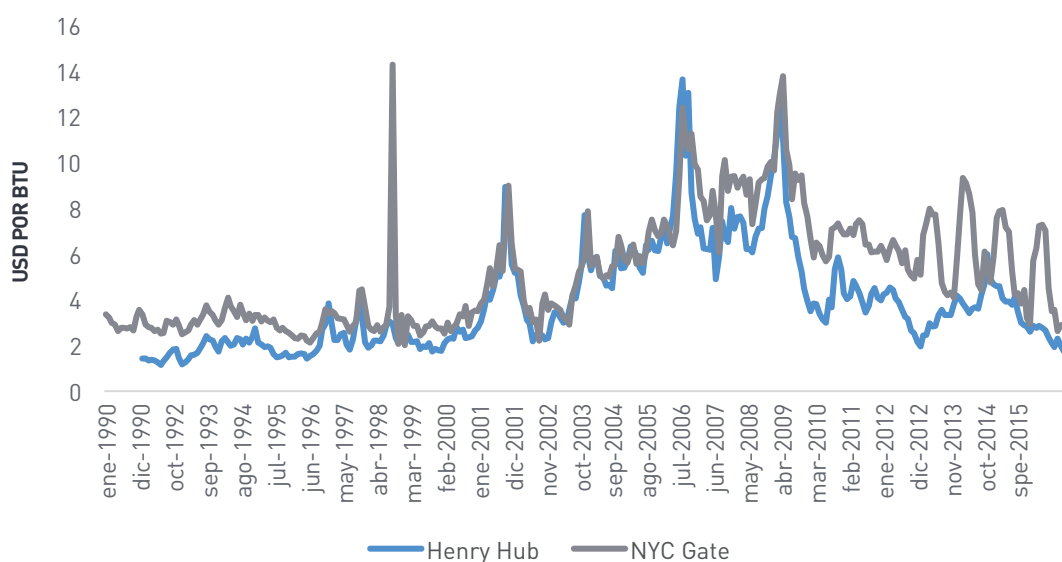




Gráfico 54 Precio internacional del gas natural (enero 1990-junio 2016)



Fuente: International Energy Statistics (EIA, 2016), Primary Commodity Prices (FMI, 2016).

En el corto plazo, los precios internacionales del gas muestran una marcada tendencia bajista. Los precios del New York City Gate (NYC Gate) han reducido su promedio desde 6,35 USD por mBtu, hasta 6,12 USD por mBtu en 2014 y 2,63 USD por mBtu hasta octubre de 2015. Lo mismo ha ocurrido con el marcador Henry Hub, cuya cotización cerró en un mínimo histórico de 1,93 USD por mBtu en diciembre de 2015, promediando 2,63 USD por mBtu en este año, frente a 4,37 USD por mBtu en 2014 y 3,72 USD por mBtu en 2013. Además, es notable un incremento de la volatilidad en NYC Gate frente a Henry Hub presente desde 2013 que indica una mayor rigidez de la oferta y demanda en este mercado en el corto plazo.

Durante 2016 el precio del gas ha seguido muy de cerca el del crudo, con una caída a mínimos históricos en enero y una leve recuperación hacia mediados de año. Las previsiones de corto plazo apuntan a que esta tendencia se mantendrá hasta 2017.

## ¿POR QUÉ VENEZUELA DEJÓ DE IMPORTAR GAS A COLOMBIA?

- POR ARMANDO FLORES E IGOR HERNÁNDEZ -

El pasado 11 de junio, PDVSA informó a través de un comunicado que a partir de julio de este año Venezuela dejará de importar gas desde Colombia. Dicha decisión estaba planteada originalmente para el año 2011, pero debido a retrasos en los proyectos venezolanos se optó por renovar el contrato de suministro varias veces para así cubrir el déficit energético en nuestra región occidental.

Si bien PDVSA argumenta en su comunicado que el fin del contrato se debe a la irregularidad del suministro por la contraparte colombiana (lo que es cierto), no pareciera ser el único motivo. En julio de 2015 entra en operación uno de los proyectos gasíferos más grandes de nuestro país: Cardón IV, el cual no sólo cubrirá las importaciones desde Colombia sino que además permitirá a PDVSA exportar gas de vuelta al vecino país en el corto plazo.

**1. El origen del intercambio:** Un contrato de suministro de gas a dos tiempos. En mayo de 2007, PDVSA firmó un contrato de suministro con la compañía estatal de petróleo colombiana Ecopetrol y su socia norteamericana Chevron para intercambiar gas metano a través del Gasoducto Antonio Ricaurte. La primera fase de 225 km. de largo de este inmenso gasoducto fue financiada por PDVSA y conecta el Campo Ballena de Colombia con las plantas termoeléctricas Termozulia y Urdaneta en Maracaibo.

La particularidad de este contrato de suministro fue su estructura a dos tiempos: Colombia empezaría exportando gas a Venezuela por 4 años para luego ocurrir una reversión de flujo en el 2011 cuando, Venezuela pasaría entonces a exportar gas de vuelta a Colombia. Con este acuerdo, ambas naciones se beneficiaban: por un lado, Colombia colocaba su excedente de producción y se preparaba para cubrir su déficit de gas, proyectado para 2017. Por otro, Venezuela no sólo cubría parte de su déficit, sino que además aseguraba mercado para parte del gas de los nuevos proyectos de PDVSA que se pensaba ya habrían entrado en operación para el 2011.

**2. El candidato ideal:** Proyecto Rafael Urdaneta. Es así como el Proyecto Rafael Urdaneta en el estado Falcón, uno de los 3 grandes proyectos de gas no asociado costa afuera de Venezuela junto con el Proyecto Mariscal Sucre del estado Sucre y el Proyecto Plataforma Deltana del estado Delta Amacuro), tomó mayor relevancia. Gracias a su cercanía con Maracaibo, se perfilaba como el indicado para ser "conectado" con el Gasoducto Antonio Ricaurte y así suplir de gas a Colombia.

El Proyecto Rafael Urdaneta está conformado por 29 bloques, 18 ubicados en el Golfo de Venezuela y 11 al Noreste del Estado Falcón. Uno de ellos resultó particularmente promisorio a partir de 2009, al descubrirse que contaba con más reservas de gas que la totalidad de otros países como es el caso de Colombia o Bolivia.

**3. Cardón IV y Perla, el campo de gas más grande de Latinoamérica.** En octubre de 2009, la empresa española Repsol anunció el descubrimiento gasífero más grande de su historia: Perla1X, el primer pozo exploratorio del Campo Perla ubicado en el Bloque Cardón IV, había revelado que el yacimiento podía albergar reservas recuperables de gas de entre 6 y 8 billones de pies cúbicos. La cifra posteriormente fue ajustada a alrededor de 16 billones de pies cúbicos, haciendo de éste no sólo el descubrimiento más grande en la historia de una compañía con 22 años en el mercado y presencia en más de 40 países, sino también en la historia de toda Latinoamérica.

Repsol y la empresa italiana Eni conformaron entonces una Empresa Mixta para desarrollar el bloque con igualdad de participación (50% cada uno), cosa que permite la legislación venezolana para proyectos de gas no asociado. Sin embargo, la primera fase de producción del proyecto nunca estuvo cerca de entrar en operación en 2011 por lo que, carente de opciones y necesitando gas para generación eléctrica, petroquímica y producción petrolera, PDVSA se vio obligada a renovar el contrato de suministro con Colombia varias veces.



Este retraso en los proyectos venezolanos resultó excesivamente costoso al prolongar por más de 3 años la importación de un gas que, además de tener un mayor costo por unidad que el gas venezolano, se pagó a precios internacionales. Se estima que PDVSA tuvo que pagar más de 1.100 millones de USD a Ecopetrol y Chevron entre 2012 y 2014 por este suministro, en promedio más de 1 millón de USD diarios tanto en 2012 como en 2013.

**4. 2015: Perla por fin entra en operación.** Estas erogaciones deberían acabarse este año, cuando finalmente Venezuela podrá dejar de importar gas de Colombia gracias a la entrada en operación de Perla en julio de 2015. Dicha información ha sido confirmada tanto por voceros de PDVSA Gas como de los socios Eni y Repsol. Se espera que el campo empiece produciendo 150 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) para finalizar el año con 450 mmpcd y llegar incluso a 800 mmpcd en el 2018. Esto no sólo cubriría los montos importados de Colombia desde 2008, sino que además permitiría a PDVSA generar ingresos al exportar los excedentes —de haberlos— de vuelta a Colombia.

**5. Algunas incógnitas relevantes.** Este evento deja algunas incógnitas relevantes por definir:

**¿Cuándo y cuánto se podrá exportar gas de vuelta Colombia?** Según el contrato vigente, PDVSA debería empezar a exportar gas a Colombia en Enero de 2016. Está estipulado que se hagan envíos iniciales de 39 mmpcd que luego deben irse incrementando hasta llegar a 150 mmpcd cuatro años después de iniciada la exportación. Incluso, en teoría podrían celebrarse contratos de suministro adicionales por montos mayores ya que el Gasoducto Antonio Ricaurte tiene capacidad para transportar hasta 500 mmpcd.

**¿Empezaremos entonces a exportar gas en el 2016?** No necesariamente. Por tratarse de un contrato take-or-pay (toma o paga), una vez iniciados los envíos PDVSA estará obligada a enviar gas a Colombia o en caso contrario incurriría en penalidades. Por este motivo, la decisión de empezar a exportar gas dependerá de que PDVSA tenga la certeza que podrá cumplir ininterrumpidamente con los envíos iniciales y los incrementos posteriores o que esté dispuesta a arriesgarse a pagar las penalidades. Un tema fundamental aquí será la finalización de la conexión entre Perla y el sistema de gasoductos existente en Venezuela, para completar el traslado hasta el Gasoducto Antonio Ricaurte.


**¿Entrará PDVSA en la Empresa Mixta Cardón IV junto con Repsol y Eni?** Contrario a lo que la mayoría de la prensa —incluyendo la oficial— indica, PDVSA aún no es parte de la Empresa Mixta que explotará el Bloque Cardón IV. Según la licencia otorgada a Eni y a Repsol, de descubrirse gas en el bloque PDVSA tendría la opción de adquirir hasta el 35% de las acciones del proyecto. Sin embargo, hasta la fecha tal derecho no ha sido ejercido por una PDVSA con grandes problemas de flujo de caja. Queda entonces abierta la posibilidad de acuerdos de financiamiento con Eni, Repsol o incluso terceros, así como la adquisición de acciones en Cardón IV pero por porcentajes menores al 35% del total.

**¿Cómo será el pago a Eni y Repsol?** Si bien el pago de lo producido en Perla no es información pública, se sabe que ya hay una fórmula de precios establecida para calcular los pagos mensuales que se harán de manera mixta, una parte en divisas y otra en bolívares.

**6. Reflexión: Mucho potencial, pero seguimos importando gas.** Venezuela es el octavo país del mundo con mayores reservas de gas natural y posee más del 70% de las reservas de toda la región latinoamericana. Sólo en gas no asociado contamos con más reservas que Argentina, Bolivia y Brasil juntos, lo que representa un inmenso potencial si se toma en cuenta que la legislación vigente presenta menos restricciones al permitir una participación privada de hasta 100% para la explotación de este tipo de gas.

Sin embargo, los planes de desarrollo en este aspecto aún no han podido ser materializados. Es sólo ahora, luego de reiterados anuncios en años previos y costosas erogaciones en importación, cuando efectivamente se considera la posibilidad de exportar parte de nuestra producción gasífera.





Lograr capturar el valor de estos recursos requiere una mirada atenta a las políticas que se desarrollan en el sector: el rol de la participación privada, la fijación de precios, la productividad de la industria, la disponibilidad de recursos humanos especializados y la conducción de los proyectos, son temas de vital relevancia. De no prestar atención a estos elementos, nuestra oferta energética aún tendrá que ser complementada por fuentes externas, con un alto costo para el país.



The background of the image is a dense, overlapping pattern of US dollar bills, primarily \$100 bills, rendered in a dark, monochromatic grey. The bills are oriented in various directions, creating a complex, textured visual field. The text 'UN CAMBIO ESTRUCTURAL EN LOS PRECIOS' is centered over this background, flanked by two horizontal red lines.

# UN CAMBIO ESTRUCTURAL EN LOS PRECIOS



## CAMBIO DE RÉGIMEN EN EL MERCADO PETROLERO

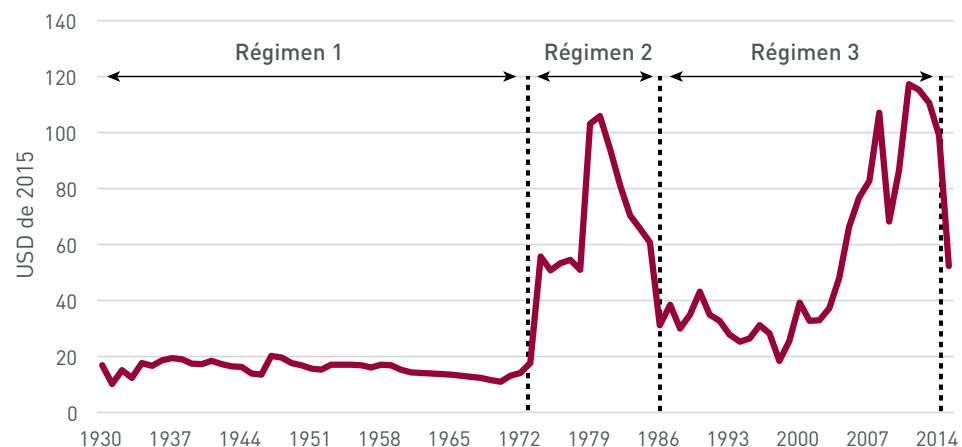
### POR: LUIS ROBERTO RODRÍGUEZ PARDO

Las características estructurales del mercado petrolero hacen que su precio pueda ser sumamente volátil, por lo que a través del tiempo se han puesto en práctica diversos mecanismos para mitigar esta volatilidad que causa grandes pérdidas tanto a productores como a consumidores. En este sentido, podemos distinguir tres regímenes de administración de precios a lo largo del tiempo. Estos no son necesariamente sistemas formales con reglas explícitas, sino más bien entendimientos mutuos entre los principales actores para manejar la volatilidad inherente al mercado. En el presente artículo resumimos las principales características de estos regímenes, sus aciertos y sus fracasos, así como los orígenes del nuevo régimen en gestación, impulsado por la decisión de la OPEP de noviembre de 2014 de mantener su nivel de producción a pesar de la debilidad de los precios.

#### Régimen 1: Las Siete Hermanas

El primero operó desde 1930 a 1973. Era controlado por las siete u ocho grandes compañías petroleras, las "Siete Hermanas", en el ámbito internacional y complementado dentro de los Estados Unidos por el Texas Railroad Commission y luego el Interstate Compact Commission que coordinaban la producción en los diversos estados, a la vez que las importaciones y exportaciones. Durante este período los Estados Unidos fue el primer productor y por mucho tiempo un importante exportador de petróleo. Sin embargo, los costos marginales dentro de los Estados Unidos eran superiores a los de nuevas y prolíficas provincias petroleras tales como Venezuela y el Medio Oriente.

Gráfico 55 Precio del crudo, dólares de 2015 (1930-2015)



Durante este primer régimen las compañías fijaban los precios internacionales de manera tal que la producción dentro de los Estados Unidos continuaría siendo viable, por lo que, dados sus menores costos, la producción en las nuevas provincias era altamente rentable. Mediante asociaciones, contratos de suministro a largo plazo y acuerdos tácitos los volúmenes de producción se mantenían de manera tal de estabilizar los precios publicados (posted price). El fortalecimiento de la OPEP, el shock de 1973 y la posterior nacionalización de las empresas concesionarias significó el fin de este régimen, el cual, en términos de estabilización de precios, ha sido el más exitoso y duradero como se muestra en el Gráfico 1<sup>5</sup>.

### Régimen 2: La OPEP

El segundo régimen de administración de precios fue mucho más breve, extendiéndose desde 1974 a 1985. En este caso los precios de referencia fijados unilateralmente por la OPEP pasaron a ser dominantes. El problema fue que la OPEP fijaba los precios en base a sus necesidades fiscales y muy por encima de los costos marginales. Esto facilitó el aumento de la producción fuera de la OPEP y el surgimiento de nuevas provincias, tales como el Mar del Norte y México. En consecuencia la OPEP se convirtió en un productor residual, al que se acude luego que las otras fuentes ya producen a capacidad. Al mismo tiempo la nacionalización de los concesionarios extranjeros eliminó el mecanismo supra-nacional de coordinación de producción que venía funcionando desde el régimen anterior, lo que intensificó las rivalidades al interior de la OPEP. Como bien expresó Yamani: las compañías actuaban como amortiguadores (buffers) para proteger a los miembros de la competencia destructiva.

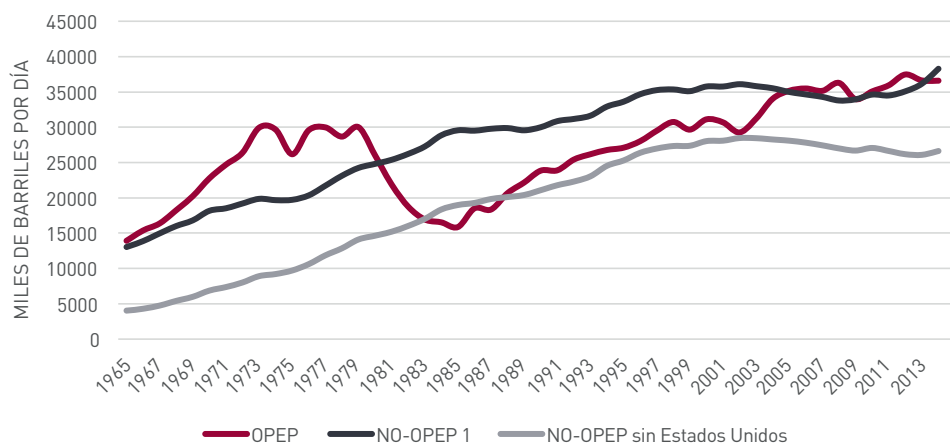


<sup>5</sup> Todos los datos de producción y precios vienen del BP Statistical Review of World Energy o de la Energy Information Administration.





Gráfico 56 Producción de petróleo, OPEP y No-OPEP



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015. 1 No incluye a los países de la antigua URSS

Adicionalmente, los bruscos aumentos de precio hicieron que los países consumidores empezaran a actuar de forma coordinada para reducir el consumo y promover la sustitución del petróleo por otras fuentes energéticas mediante nuevas regulaciones y el aumento de los impuestos específicos a los derivados del petróleo. Para que este régimen fuera sostenible se requieren de ciertas condiciones. La OPEP tiene dos parámetros que puede influenciar: precios y volúmenes. Pero estos no son independientes entre sí y su relación viene dada por la curva de demanda de crudo. Por lo tanto es necesario escoger uno de los dos parámetros como objetivo y utilizar el otro como instrumento para alcanzar ese objetivo. Lo que no se puede hacer es tratar de defender ambos, precio y participación de mercado, simultáneamente. Ante un debilitamiento de la demanda ambas opciones son dolorosas. Defender precios significa aceptar una marcada caída de la producción, como sucedió entre 1979 y 1985, lo que se aprecia claramente en el Gráfico 2.

Defender participación de mercado conlleva a una guerra de precios con la consecuente brusca caída de los precios, como ocurrió entre diciembre de 1985 y septiembre de 1986, lo que se ilustra en el Gráfico 1. Para que estabilizar el mercado la OPEP tiene que acometer tres difíciles tareas: decidir claramente el objetivo a defender, precio o participación; dividir el mercado entre los diferentes miembros; y establecer compromisos creíbles y exigibles de que ningún miembro tratará de usurpar la participación asignada a otro. Esto es sumamente arduo entre estados soberanos.

El objetivo tradicional de la OPEP ha sido defender los precios, a veces sin entender que esto sólo se logra a expensas de la participación de mercado. Las primeras cuotas de producción se establecieron en marzo de 1982, pero la inconsistencia entre defender precio y cuotas de producción fijas se hizo aparente rápidamente. En marzo de 1983 se redujo la producción total en medio millón de barriles diarios y se asignaron cuotas fijas a todos los miembros excepto a Arabia Saudita, que debería ajustar su producción según las condiciones del mercado (swing producer). Esto concentró la carga del ajuste en Arabia Saudita que vio su producción declinar en casi dos terceras partes de 10,26 a 3,60 mmbd entre 1981 y 1985. Pero el impacto fue aún mayor en términos del ingreso, ya que este cayó exponencialmente en más de 80% al caer tanto los volúmenes como los precios. Esta experiencia dejó una marca indeleble en el liderazgo saudita que decidió que nunca más actuaría como swing producer y que cualquier reducción de producción tendría que ser compartida por los otros miembros y preferiblemente apoyada por los productores fuera de la OPEP.

Este segundo régimen colapsó a finales de 1985 cuando Arabia Saudita abandonó la defensa de los precios en pos de aumentar su participación de mercado y adoptó una política de precios net back. La cual, dicho sea de paso, en términos de volúmenes, fue sumamente exitosa ya que le permitió recuperar su producción de 3,60 a 9,10 mmbd entre 1985 y 1992. Pero esto vino acompañado de una vertiginosa caída de precios que pasaron de 27,12 a 10,91 USD por barril entre noviembre de 1985 y julio de 1986. Adicionalmente es necesario entender que la defensa de los precios a expensas de la participación de mercado encierra una contradicción en el mediano plazo, ya que la pérdida progresiva de participación hace más difícil la defensa del precio, al requerir cada vez mayores porcentajes de reducción de participación y hacer a la OPEP menos relevante porque controla una proporción decreciente del mercado. Así la OPEP pasó de controlar el 51,20% de la producción mundial en 1973 a controlar el 27,62% en 1985. Esto se ilustra vívidamente en el Gráfico 2.

### Régimen 3: Dos Mercados

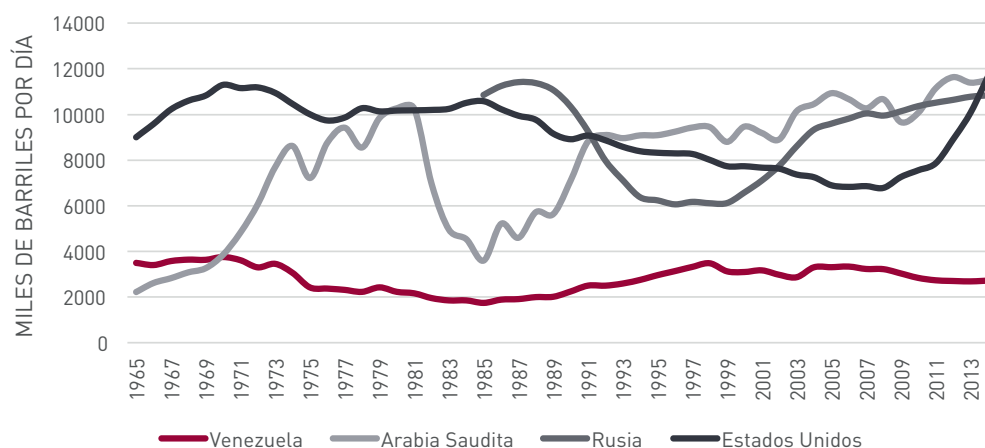
El tercer régimen de administración de precios se inicia luego del colapso de los precios en 1986 y ha ido evolucionando hasta el presente. En este régimen el mercado petrolero consta de dos partes. Un mercado de barriles físicos donde los países productores a través de sus empresas nacionales son los vendedores y las grandes compañías petroleras y los traders son los compradores. Los precios en este mercado se establecen en base a crudos marcadores tales como Brent, Oman/Dubai o West Texas Intermediate. Un segundo mercado de crudos marcadores que tiene una base física mucho más reducida y comprende





el mercado spot y de futuros que se transa en ciertas bolsas internacionales (NYMEX, ICE). Este segundo mercado forma los precios que el primer mercado toma como referencia en sus fórmulas de precio. Los volúmenes transados en los mercados financieros exceden en un orden de magnitud los volúmenes físicos, por ejemplo en 2010 el promedio de los volúmenes transados en NYMEX y ICE fue del orden de 950 mmbd mientras la producción mundial era de 83.3 mmbd<sup>6</sup>. Esta disparidad introduce un elemento de demanda especulativo que puede enturbiar las señales fundamentales del mercado basadas en la oferta y demanda real de crudo.

Gráfico 57 Producción de petróleo, países seleccionados (1965-2014)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2015

La gran mayoría de los estudios publicados coinciden en que el componente especulativo es un efecto de corto plazo que no persiste ante variaciones sostenidas en el balance de oferta y demanda. Así tenemos un mecanismo de retroalimentación en que el mercado de futuros sirve para formar el precio del mercado físico y éste a su vez influencia el mercado de futuros.

En cuanto a la intervención de la OPEP durante este régimen, hay dos episodios en que la organización reaccionó ante una súbita caída de la demanda reduciendo la oferta.

<sup>6</sup> Federal Reserve Bank of St. Louis, [www.stlouisfed.org/Publications/Regional-Economist/April-2012/When-Oil-Prices-Jump-Is-Speculation-To-Blame](http://www.stlouisfed.org/Publications/Regional-Economist/April-2012/When-Oil-Prices-Jump-Is-Speculation-To-Blame)



El primero durante la crisis financiera asiática de 1998, cuando la OPEP redujo la producción en 1,7 mmbd. El segundo episodio fue la crisis financiera y el colapso de Lehman Brothers a finales de 2008 a raíz de lo cual la OPEP contrajo la producción en 4,2 mmbd. En ambos casos la intervención resultó exitosa y los precios recuperaron la mayor parte de la caída un año más tarde. Lo que hay que resaltar es que en estos dos episodios la caída de precios se debió a una reducción brusca de la demanda y no a un aumento de la oferta. Así la OPEP continuó siendo el productor residual y el primero en recortar la oferta para balancear el mercado.

### Nuevo Régimen: Descubriendo el precio del barril marginal

Todo esto cambió a partir de noviembre de 2014 cuando la OPEP liderada por Arabia Saudita decidió mantener su nivel de producción a pesar de la debilidad de los precios que se había iniciado a partir de junio de 2014. Esta decisión de defender participación de mercado en vez de precios parece indicar que se abre un nuevo régimen de administración de precios donde la OPEP ya no será el productor residual ni el primero en recortar producción.

Para entender por qué toma Arabia Saudita esta decisión que rompe con sus esquemas tradicionales volvamos al Gráfico 2 y observemos que, si excluimos a los Estados Unidos, a partir de 2002 la producción fuera de la OPEP comienza a declinar. Si vemos ahora el Gráfico 3 notamos que la producción de Estados Unidos después de casi cuatro décadas de contracción comienza a expandirse rápidamente a partir de 2008 y crece en más de 4,4 mmbd o un 65% en ese lapso. Sólo en 2014 la producción creció en 1,2 mmbd o un 16,2%, lo que constituye un record histórico y convierte a los Estados Unidos en el primer productor mundial<sup>7</sup>. Este acelerado incremento se debe casi en su totalidad al petróleo de lutitas (shale oil). Este es un petróleo relativamente costoso que sólo se ha hecho rentable a partir de los avances recientes en perforación horizontal y fractura hidráulica (fracking). Otro factor que ha sido fundamental en el crecimiento del petróleo de lutitas es la abundante disponibilidad de financiamiento barato debido a las bajas tasas de interés. En este sentido la industria levantó, entre capital y deuda, 875 millardos de USD para exploración y producción entre 2007 y 2014<sup>8</sup>.

Hay tres características del petróleo de lutitas que lo diferencian de los petróleos convencionales. Primero su desarrollo es muy rápido, en el caso de petróleos convencionales el plazo entre el inicio de las perforaciones y la producción comercial se mide en años,

<sup>7</sup> Energy Information Administration, [www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18831](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18831)

<sup>8</sup> Dealogic, [www.ft.com/cms/s/0/96bd2cec-c258-11e4-ad89-00144feab7de.html#axzz3WAzlhH87](http://www.ft.com/cms/s/0/96bd2cec-c258-11e4-ad89-00144feab7de.html#axzz3WAzlhH87)





típicamente entre 3 y 7 años. Para los petróleos de lutitas este período es de menos de seis meses. Segundo, a la par del tiempo, el costo de un pozo en un yacimiento de lutitas es una fracción del costo de un pozo costa afuera u otros petróleos convencionales. Tercero, su rápido agotamiento, los yacimientos convencionales tienen inicialmente una declinación de 5% a 8% anual y su producción se extiende por unos 25 años; en cambio los yacimientos de lutitas declinan entre 60% y 90% en el primer año, lo que obliga a perforar continuamente para mantener el nivel de producción<sup>9</sup>. La combinación de avances y estandarización de la tecnología, disponibilidad de financiamiento, rápida entrada en producción, bajo costo por pozo y acelerada declinación han hecho que la producción de lutitas se haya convertido casi en un proceso industrial, tipo línea de ensamblaje, que puede ajustarse mucho más ágilmente a las fluctuaciones del mercado que la producción convencional<sup>10</sup>.

La percepción dentro de la OPEP es que el petróleo de lutitas es costoso, a finales de 2014 Abdalla El-Badri, secretario general de la organización declaró que a \$85 por barril la mitad de la producción de lutitas se vería amenazada<sup>11</sup>. Por su parte el ministro saudita Ali al-Naimi agregó: “No es el rol de Arabia Saudita y otros países de la OPEP el subsidiar a productores de altos costos mediante la cesión de nuestra participación de mercado<sup>12</sup>.”

Adicionalmente, una reducción de los precios del petróleo significa un duro golpe para las economías de dos rivales de los sauditas como son Irán y Rusia, ya de por sí maltrechas debido a las sanciones internacionales. La indeleble experiencia de Arabia Saudita durante la primera mitad de los años 1980, que antes describimos, debe haber también jugado un papel importante en su decisión. En esta oportunidad el reino se encuentra en una situación mucho más favorable. En los 80 el precio había caído continuamente por varios años y las finanzas mostraban crecientes déficits; esta vez un período sostenido de precios altos y estables le ha permitido acumular reservas internacionales del orden de 750 millardos de USD. En cuanto a la demanda, en los 80 ésta sufrió una contracción acumulada entre 1979 y 1985 de 13%; ahora, aunque se espera una reducción en el ritmo de crecimiento de la demanda no se prevé una contracción sino un crecimiento de 1,28 y 1,43 mmbd en 2015 y 2016 respectivamente<sup>13</sup>.

<sup>9</sup> La declinación de los pozos de lutitas sigue una función hiperbólica, durante los primeros 2 años se produce aproximadamente la mitad del volumen total, luego viene una segunda etapa con declinaciones lentas de 5% a 6% anual que dura unos 25 años para producir la segunda mitad. Los costos operativos en esta segunda etapa son muy bajos y estables (\$5 a \$10). Dado el gran número de pozos perforados que ya están en la segunda etapa existe una producción base que continuará por largo tiempo a pesar de los bajos precios. Recordemos que para la decisión de continuar produciendo el costo relevante es el costo operativo y no el costo promedio.

<sup>10</sup> Sólo en 2014 se perforaron unos 37.000 pozos en los Estados Unidos. Ver Financial Times, [www.ft.com/cms/s/0/372e52bc-c98b-11e4-a2d9-00144feab7de.html#axzz3W45Ybecv](http://www.ft.com/cms/s/0/372e52bc-c98b-11e4-a2d9-00144feab7de.html#axzz3W45Ybecv)

<sup>11</sup> Financial Times, [www.ft.com/cms/s/0/64c2485e-70a4-11e4-8113-00144feabdc0.html#slide0](http://www.ft.com/cms/s/0/64c2485e-70a4-11e4-8113-00144feabdc0.html#slide0)

<sup>12</sup> Financial Times, [www.ft.com/cms/s/0/19801914-c673-11e4-a13d-00144feab7de.html#axzz3W45Ybecv](http://www.ft.com/cms/s/0/19801914-c673-11e4-a13d-00144feab7de.html#axzz3W45Ybecv)

<sup>13</sup> International Energy Agency, [www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/](http://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/)

Aunque es aún temprano para evaluar la decisión, los hechos parecen reivindicar la posición de Arabia Saudita. Una reducción de la producción hubiera seguramente significado una cesión de participación de mercado a los productores fuera de la OPEP con un impacto poco duradero en los precios. Las lecciones de los 80 parecen haber quedado bien aprendidas. La reducción de los precios de más de 70% desde junio de 2014 ha sido probablemente más pronunciada de lo esperado y la caída de la producción apenas se empieza a materializar. Los niveles de inversión en yacimientos de alto costo, tanto en petróleos de lutitas como convencionales, han sido ya recortados en más de 30% con la caída de los precios. Sin embargo, tanto la reducción de la producción como el crecimiento de la demanda son procesos lentos que se desarrollan a lo largo de varios años.

Mientras tanto, Arabia Saudita ha tomado un conjunto de medidas para mitigar el déficit fiscal que enfrenta, 15% PIB en 2015 y 13.5% en 2016. Esto le permitirá continuar la política actual de defensa de su cuota del mercado petrolero por tiempo indefinido. Las medidas incluyen un aumento de más de 50% en el precio de la gasolina, reducción de los subsidios al suministro de agua y electricidad, recorte de gastos y programas, introducción de un impuesto al valor agregado y privatización de empresas públicas. Incluso se está discutiendo algo hasta hace poco impensable, como es la venta de acciones de ARAMCO, la compañía nacional de petróleo.


Otro hecho de trascendencia en la estructuración de este nuevo régimen de administración de precios es la decisión de los Estados Unidos de permitir la exportación de petróleo crudo que estaba prohibida desde los años 70. Lo cual fue autorizado en noviembre de 2015 y ya para fines de diciembre se exportó el primer cargamento desde el puerto de Corpus Christi, Texas. Esto cambia el impacto del aumento de la producción americana sobre los precios internacionales. Hasta ahora este impacto se reflejaba en una reducción de las importaciones americanas, lo cual liberaba volúmenes en el mercado global. Ahora el impacto es directo. La relativa abundancia de crudo al interior de los Estados Unidos hacía que el marcador West Texas Intermediate (WTI) se cotizara a descuento con respecto al Brent europeo. El descuento llegó a su máximo de 28\$/barril en 2011, pero ahora al abrirse las exportaciones, ambos marcadores se cotizan prácticamente al mismo precio. Es decir, al permitirse las exportaciones americanas el precio del crudo dentro de los Estados Unidos subirá y el precio del petróleo globalmente se reducirá ligeramente.

Esto es positivo para el crecimiento de la oferta de crudo americana, en especial para el petróleo de lutitas, que podría hacer de los Estados Unidos un exportador neto de crudo, lo cual anteriormente era imposible por la restricción a las exportaciones.





Con el crecimiento de la producción de petróleo de lutitas y la apertura de las exportaciones en Estados Unidos, aunado a la decisión de Arabia Saudita de defender su participación de mercado, hemos entrado en un nuevo régimen de administración de precios donde la OPEP no será ya el productor marginal, aunque si colaborará con reducciones de producción si éstas son apoyadas por los productores fuera de la OPEP. Las reducciones progresivas en los costos del petróleo de lutitas, que ya exceden el 30%, y la facilidad de ajustar su nivel de producción darán mayor estabilidad y un techo a los precios en el mediano plazo con un rango probable entre \$35 y \$65 por barril a menos que sucedan eventos impredecibles, como ya nos tiene acostumbrados el mercado petrolero.



---

**PANORAMA DEL SECTOR  
EN VENEZUELA**

---





## PDVSA: 10 TENDENCIAS ALARMANTES POR FRANCISCO J. MONALDI

La extraordinaria dotación de recursos petrolíferos de Venezuela y la situación favorable de los precios del crudo durante la última década, que a pesar de su caída reciente aún se encuentran a niveles históricamente altos, contrastan con varias tendencias muy preocupantes que ha venido experimentado la industria petrolera nacional y sobre las cuales es necesario actuar estratégicamente.

- 1.** Caída en la producción en un periodo en que ha debido crecer aceleradamente. Diversas fuentes difieren en el nivel de producción de Venezuela, pero todas coinciden que el país produce mucho menos petróleo que en el pico de 1998 o incluso que en 2008. Conservadoramente la caída es de unos 750 mil barriles diarios con respecto a su pico (o cerca del 25%), cuando estaba previsto aumentarla en más de dos mmbd. En ese mismo periodo casi todos los productores relevantes de crudo incrementaron su producción, aprovechando los altos niveles de rentabilidad generados por los altos precios. Por tanto, la participación de mercado de Venezuela ha caído considerablemente (35% desde el pico), y el país tiene la menor tasa de producción, a nivel mundial, en relación a sus reservas probadas.
- 2.** Caída de la producción de crudos convencionales, más que proporcional con respecto a la producción total, particularmente de medianos y livianos. Solo parcialmente compensada por el incremento de producción en la Faja. En 1998 la proporción de crudos pesados y extra-pesados era de alrededor del 30% del total, mientras que hoy se aproxima al 60%. La declinación de áreas tradicionales ya tiene más de una década en el Lago de Maracaibo, donde desde 2008 la producción ha caído más de 30% y recientemente se ha acentuado por su rápida caída en los campos más productivos del norte de Monagas (especialmente El Furrial), donde la producción ha colapsado en solo cuatro años en más de 25%. Esto es particularmente problemático porque tales han sido los campos más rentables, las “vacas lecheras” de PDVSA, y sus crudos son necesarios para diluir los crudos extra-pesados de la Faja, que es la única región que está incrementando su producción. De allí que estemos importando cada vez más crudo liviano de África y productos de E.U.A. como diluentes. La cesta venezolana es por tanto cada vez más pesada y menos rentable.
- 3.** La producción propia de PDVSA cae también más rápido que la producción total, mientras que la producción de las empresas mixtas se ha incrementado levemente, lo que implica que la mezcla de producción genera un menor flujo de caja a PDVSA, dado que los socios poseen hasta 40% del capital de estas empresas. La proporción de producción propia cayó de 80% en el 2000 a menos de 60% hoy en día.

**4.** Caída de las exportaciones petroleras netas, más que proporcional con respecto a la producción, debido al incremento del consumo en el mercado interno, al contrabando de extracción y a la importación de productos, que generan grandes pérdidas. Las exportaciones netas han caído en más de un millón de barriles diarios desde su pico en 1998, casi un 40%. De manera que también esto implica que la producción de petróleo se hace menos rentable para el país.

**5.** Casi toda la reducción en las exportaciones ocurrió en nuestro mercado más rentable, el de E.U.A., mientras buena parte de nuestras exportaciones a Latinoamérica y el Caribe son altamente subsidiadas, y las exportaciones a Asia reportan márgenes menores por los mayores costos de transporte.

**6.** Además una parte importante de las exportaciones a Asia, que son las que se han incrementado, se utilizan para repagar los créditos chinos, por lo que no generan flujo de caja a PDVSA. De manera que apenas unos 1.4 mmbd, poco más del 50% del total, generan ingresos reales de caja a la estatal.

**7.** En lo operativo y financiero las tendencias son también alarmantes y lo eran aún antes de la caída de precios. La producción por empleado ha colapsado en los últimos años, en más de 70% desde 2001, resultado de la combinación de aumento explosivo de la nómina con descenso en la producción. Los costos por barril se han incrementado considerablemente, en parte por la apreciación del tipo de cambio oficial, pero también por la notable merma en la eficiencia.

**8.** La deuda financiera externa de la petrolera se ha incrementado de forma vertiginosa de unos 3 mil millones de USD en 2006 a más de \$45 mil millones hoy en día. Ese monto no incluye los pasivos con proveedores, socios, empresas expropiadas, ni con el BCV.

El pasivo con el ente emisor superaba los 800 mil millones de bolívares durante el primer semestre de 2015. El incremento exponencial de las deudas, cuando se gozaba del auge de precios más grande de la historia, no se vio reflejado en incrementos significativos en la inversión, por lo que esencialmente fue usado para financiar gasto público.

**9.** La inversión en exploración y producción se ha estancado en términos reales. De hecho el número de taladros en operación viene cayendo, a un promedio de 64.5 durante el primer semestre de 2015, comparado con 68 en 2014 y 72 en 2013;





cifras muy inferiores a las que se obtuvieron en el pasado (por encima de 100 taladros operativos cuando la producción ascendía).

**10.** Finalmente, el colapso del precio del petróleo, constituye la más reciente, pero más devastadora circunstancia para PDVSA y para el país.

Estas son apenas algunas de las tendencias alarmantes que enfrentan PDVSA y la industria petrolera venezolana. Excepto la caída de precios, ninguna es nueva, todas tienen varios años ocurriendo, pero hasta ahora habían sido opacadas por el espectacular ascenso en los precios que ocurrió durante la década pasada, el cual daba margen para todo. A partir del colapso del precio en 2014, el tablero de PDVSA está lleno de luces rojas, y el Estado venezolano, que depende en forma creciente de la empresa, está también en emergencia, por lo que no le puede otorgar un respiro limitando sus demandas de recursos.

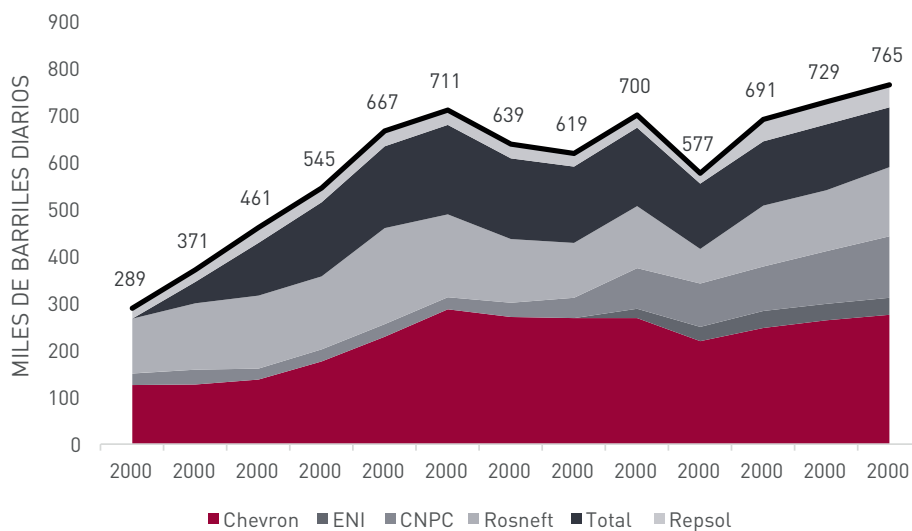
Es justo destacar que recientemente PDVSA, más claramente desde que está Eulogio Del Pino a su cabeza, ha asumido una política más pragmática, tratando de atenuar algunas de estas tendencias negativas. La producción en la Faja se ha venido incrementando, compensando parcialmente la caída en crudo convencional. Las exportaciones subsidiadas a la región se están reduciendo. La relación con los socios de las empresas mixtas está mejorando. Pero todavía estamos muy lejos de ver una estrategia clara de recuperación de la estatal y del sector, aunque si la comparamos con otras áreas del gobierno, al menos se nota un intento de rectificación. Por desesperación o pragmatismo, lo cierto es que hay un viraje en marcha. Sin embargo, como en otras áreas, la credibilidad institucional es muy baja y el nuevo escenario de precios hace cuesta arriba revertir las tendencias negativas sin un cambio muy fundamental en la conducción, en las instituciones, y en las políticas del gobierno. El daño causado a la industria petrolera nacional, precisamente cuando tuvo sus mejores oportunidades, es incalculable y muy difícil de reparar. Es imperativo plantearse una nueva estrategia petrolera para Venezuela, adaptada a las realidades actuales de nuestra industria y del mercado internacional, y que logre obtener un consenso básico en la sociedad. Este será uno de los ingredientes esenciales para la recuperación del país



## ACTORES CLAVE EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Dentro del total de Empresas Mixtas en constituidas en Venezuela, seis empresas petroleras internacionales acumulan 89% de la producción total: Chevron, ENI, CNPC, Rosneft, Total y Repsol. En suma la producción de las EM en que se encuentran asociadas alcanzó 765 mbd en 2012, siendo Chevron es la empresa que mantiene la mayor cantidad de barriles producidos, aunque CNPC muestra el crecimiento más importante en la producción de las empresas en que participa, 422% en el periodo 2000-2012. Sólo Rosneft ha tenido un crecimiento menor al 100% en el mismo período.

Gráfico 58 Producción total en Empresas Mixtas según socio (2000-2012)



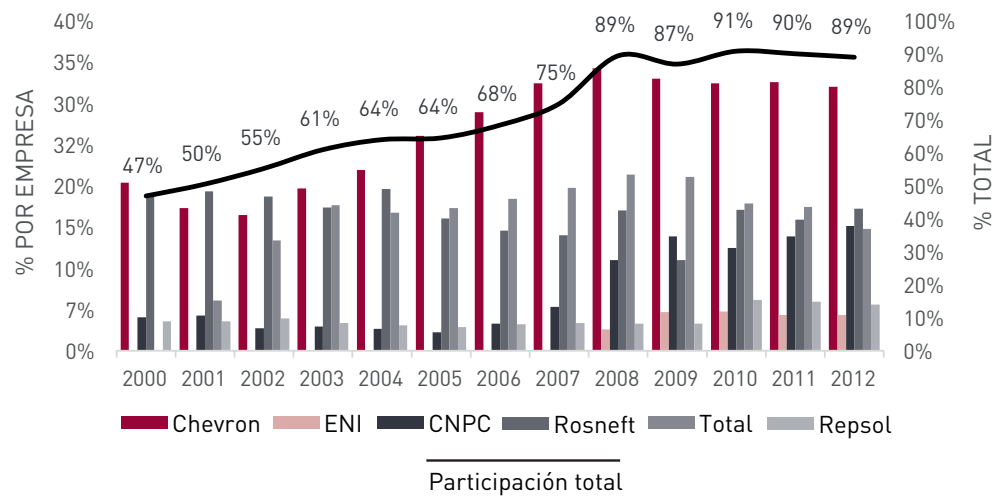
Fuente: PODE (MENPET, 2012) y CIEA.

Los activos en los que estas empresas se encuentran y sus términos de participación son heterogéneos. Dentro de los 765 mbd producidos, 30% de la producción es adjudicable a socios tipo B, según la participación de cada uno en las empresas mixtas. La clasificación del total de las reservas probadas por Empresa Mixta - de acuerdo con datos recopilados desde distintas fuentes- pueden ser identificados tres grandes actores: Chevron, Rosneft y Total.



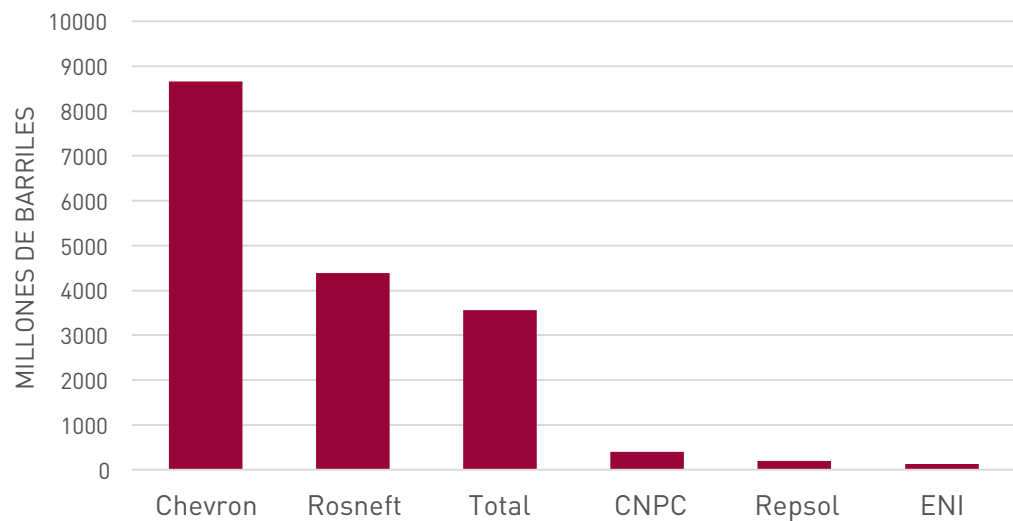


**Gráfico 59** Participación de los actores en el total de la producción de Empresas Mixtas (2000-2012)



Fuente: PODE (MENPET, 2012) y CIEA.

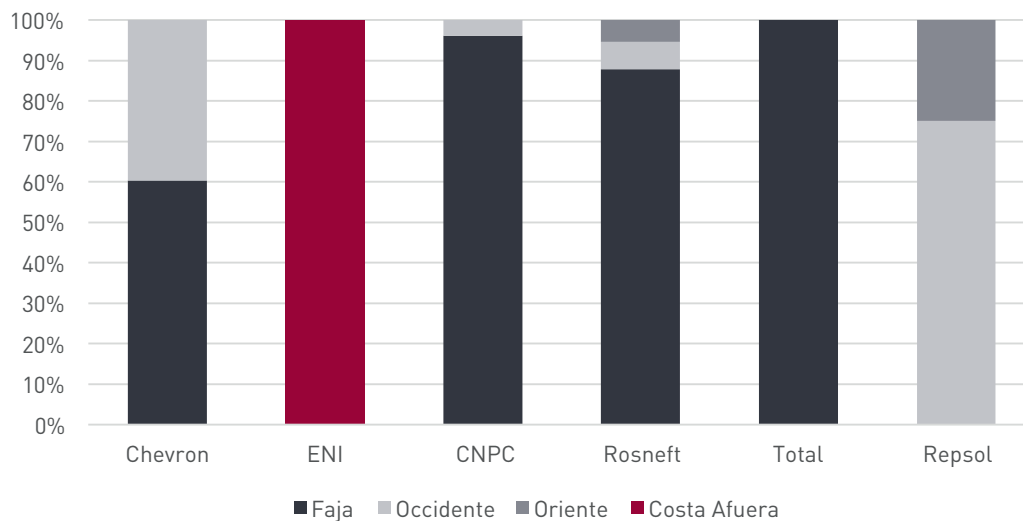
**Gráfico 60** Reservas probadas totales en Empresas Mixtas según socio B



Fuente: PODE (MENPET, 2012), Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años), Sala de Prensa (PDVSA, 2007), Reporte Especial (Veneconomía, 2006).

Dentro de los perfiles de los activos de cada empresa, los actores tienen su presencia diversificada en cada división. En la Faja, destaca el papel de CNPC con Petrourica, Petrolera Sinovensa, Petrozumano y Petrolera Sino-Venezolana (producción agregada en 2012 de 125 mbd), Total mediante Petrocedeño (producción en 2012 de 127 mbd), Rosneft como partícipe de Petromiranda, Petromonagas, Petrovictoria (130 mbd en 2012) y Chevron donde Petropiar produce 166 mbd en la Faja y tienen el activo Petroindependencia en desarrollo.

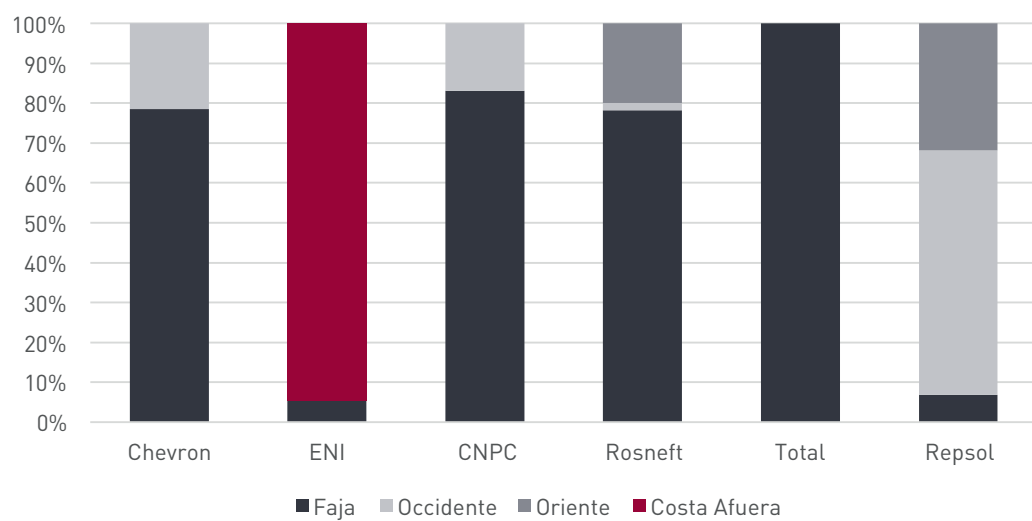
Gráfico 61 Producción por división, actores clave (2012)



Fuente: PODE (MENPET, 2012).



Gráfico 62 Reservas por división, actores clave (2012)



Fuente: PODE (MENPET, 2012), Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015), Reporte Especial (Veneconomía, 2006).

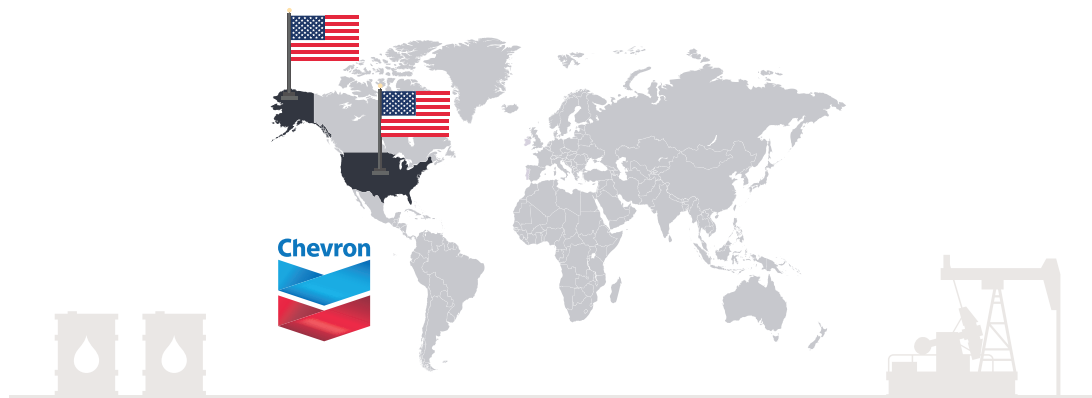


Tabla 9 Chevron: Perfil de la empresa

<b>PAÍS DE PROCEDENCIA</b>	Estados Unidos
<b>AÑO DE FUNDACIÓN</b>	1879
<b>COMPOSICIÓN ACCIONARIA</b>	International Oil Company
<b>PORCENTAJE DE COTIZACIÓN EN BOLSA</b>	100%
<b>SEGMENTO DE CADENA DE VALOR</b>	Exploración, Producción, Refinación y Comercialización.
<b>PRESENCIA EN EL MUNDO</b>	Estados Unidos, Argentina, Brasil, Canadá, Colombia, Trinidad y Tobago, Venezuela, Angola, Chad, Congo (Rep. Dem.), Congo (Rep.), Nigeria, Azerbaiyán, Bangladesh, China, Indonesia, Kazajstán, Myanmar, Filipinas, Tailandia, Australia, Arabia Saudita, Kuwait, Dinamarca, Países Bajos, Noruega, Reino Unido
<b>RESERVAS TOTALES (2014)</b>	5,511 MMB
<b>PRODUCCIÓN TOTAL (2014)</b>	2,571 MBED
<b>POSICIÓN PETROLERA EN VENEZUELA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petroboscán, S.A.</li> <li>• Petroindependencia, S.A.</li> <li>• Petropiar, S.A.</li> </ul>



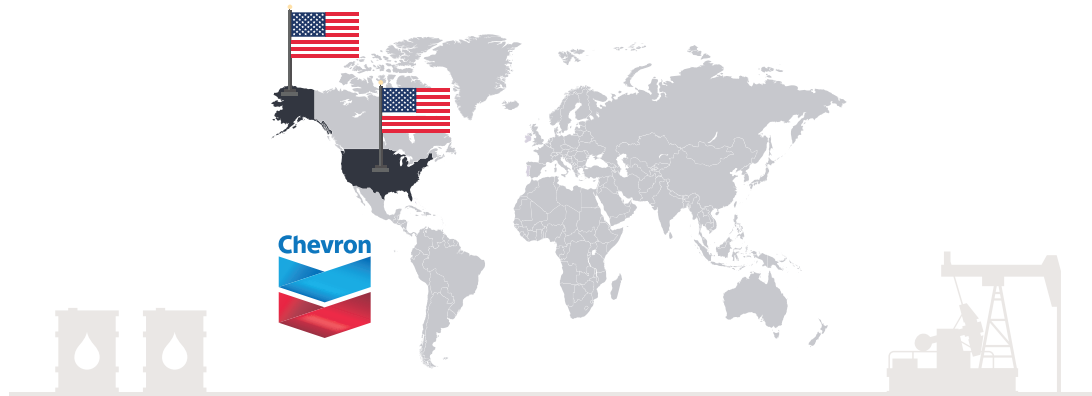


Tabla 10 Chevron: Perfil de activos

**PETROINDEPENDIENTE, S.A. LL-652****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 74.80%

Chevron: 25.20%

Otros socios: N/A.

**División Occidente:**

Producción (2012): 2 MBD.

Plateau: 19 MBD (2002)

**PETROBOSCÁN, S.A.  
BOSCÁN****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

Chevron: 39.20%

Otros socios: Inemaka (Inepetrol, Venezuela) 0.80%

**División Occidente.**

Producción (2012): 107 MBD

Plateau: 114 MBD (2014)

**PETROINDEPENDENCIA, S.A.  
CARABOBO-3****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

Chevron: 34.00%

Otros socios: JCU (Reino Unido) 5%, Suelopetrol (Venezuela) 1%.

**División Faja:**

Producción (2012): 0 MBD.

Plateau: 360 MBD (2023)

**PETROPIAR, S.A.****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 70.00%

Chevron: 30.00%

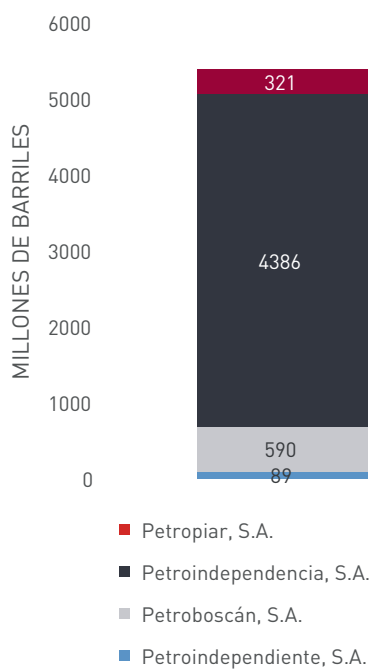
Otros socios: N/A.

**División Faja:**

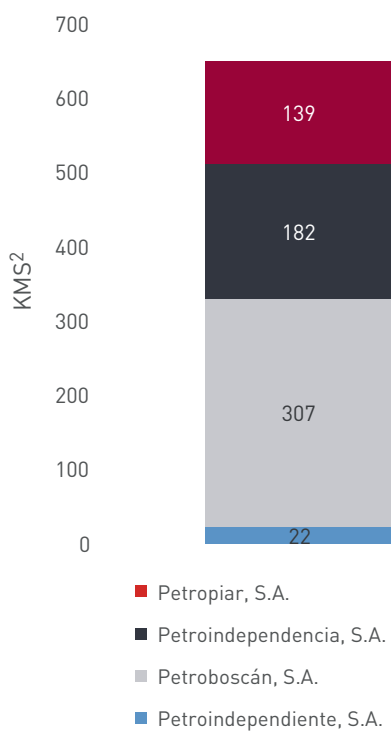
Producción (2012): 166 MBD.

Plateau: 190 MBD (2005).

### RESERVAS PROBADAS ADJUDICABLES

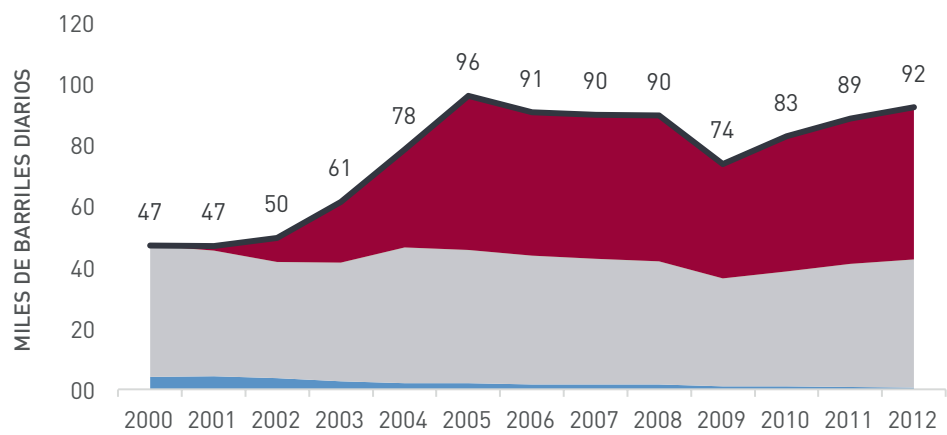


### SUPERFICIE ADJUDICABLE



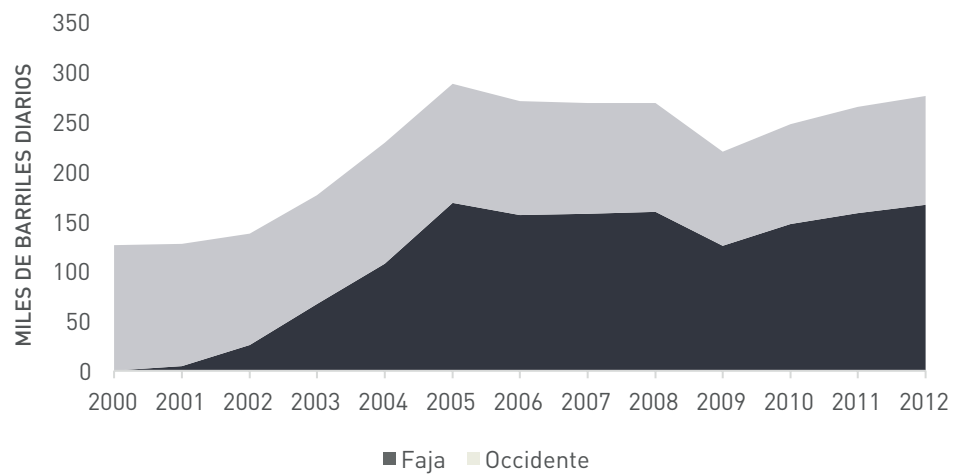


### PRODUCCIÓN ADJUDICABLE POR ACTIVO



■ Petroindependiente, S.A. ■ Petroboscán, S.A. ■ Petroindependencia, S.A. ■ Petropiar, S.A.

### PRODUCCIÓN TOTAL DE LOS ACTIVOS POR DIVISIÓN



■ Faja ■ Occidente

Fuentes: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015), PODE (MENPET, 2012), Reporte Especial (Veneconomía, 2006) y CIEA.



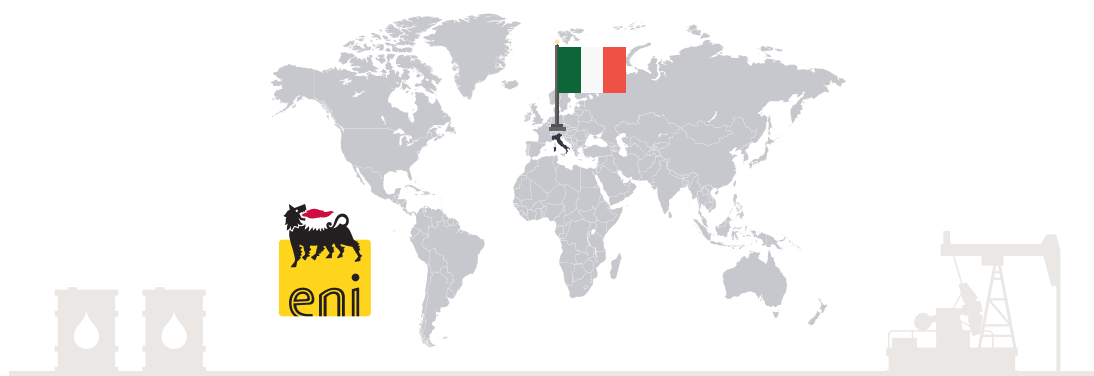


Tabla 12 ENI: Perfil de activos

<b>PAÍS DE PROCEDENCIA</b>	Italia
<b>AÑO DE FUNDACIÓN</b>	1953
<b>COMPOSICIÓN ACCIONARIA</b>	Mixta (30.1% pertenece al Ministerio de Finanzas de Italia)
<b>% DE COTIZACIÓN EN BOLSA</b>	68%
<b>SEGMENTO DE CADENA DE VALOR</b>	Exploración, Producción y Refinación.
<b>PRESENCIA EN EL MUNDO</b>	Italia, Argelia, Angola, Congo, Egipto, Gana, Libia, Mozambique, Nigeria, Noruega, Kazajstán, Reino Unido, Estados Unidos, Venezuela
<b>RESERVAS TOTALES (2014)</b>	3,226 MMB
<b>PRODUCCIÓN TOTAL (2014)</b>	1.598 MBED
<b>POSICIÓN PETROLERA EN VENEZUELA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petrosucre, S.A.</li> <li>• Petrojunín, S.A.</li> </ul>

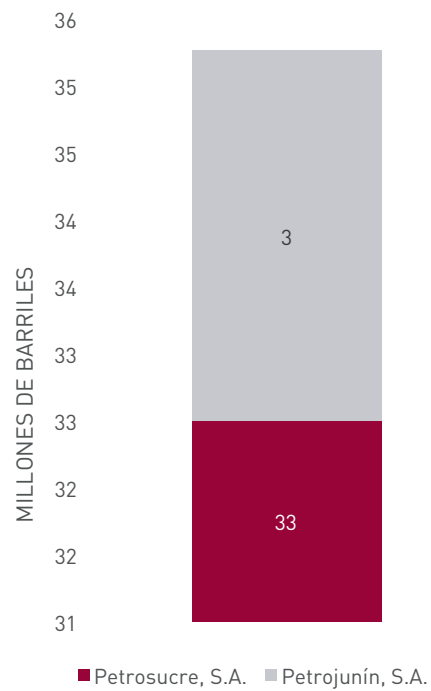
Tabla 11 ENI: Perfil de la empresa

<b>PETROSUCRE, S.A. COROCORO</b>	<p><b>PARTICIPACIÓN:</b>  PDVSA: 74.00%  ENI: 26.00%  Otros socios: N/A.</p> <p><b>División Costa Afuera:</b>  Producción (2012): 37 MBD.  Plateau: 92 MBD (2016)</p>
<b>PETROJUNÍN, S.A.</b>	<p><b>PARTICIPACIÓN:</b>  PDVSA: 60.00%  ENI: 40.00%  Otros socios: N/A</p> <p><b>División Faja:</b>  Producción (2012): 0 MBD  Plateau: 240 MBD (2020)</p>

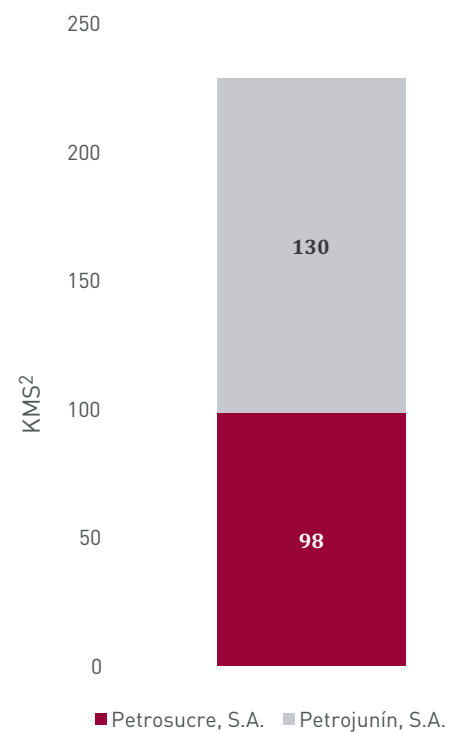


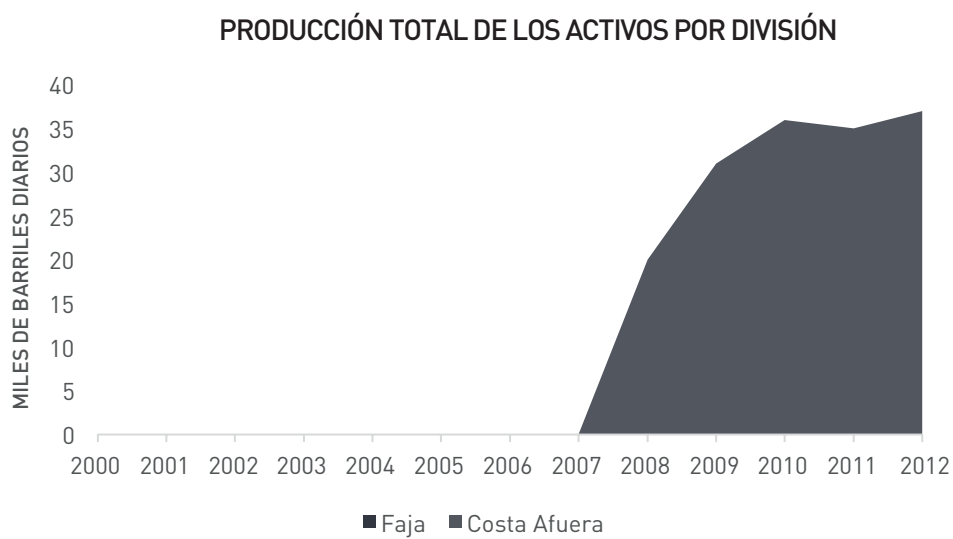
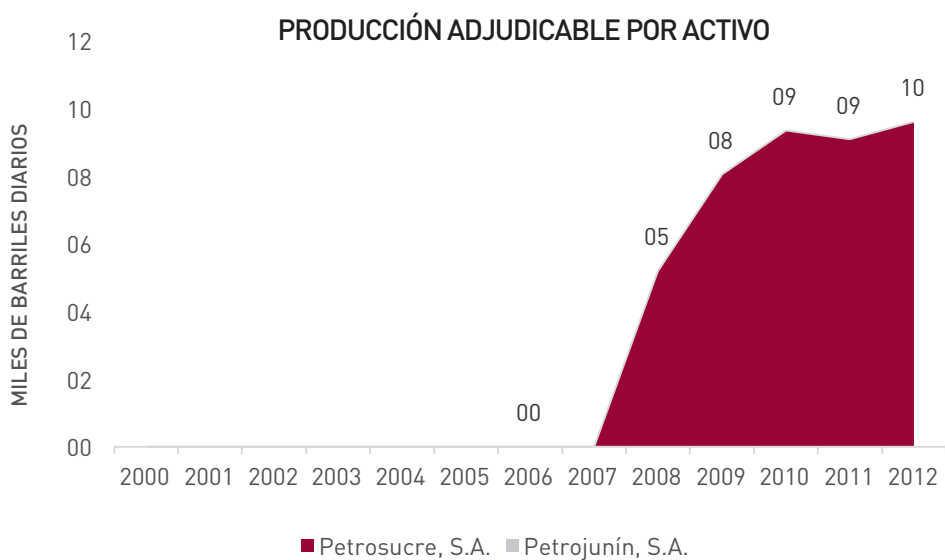


### RESERVAS PROBADAS ADJUDICABLES



### SUPERFICIE ADJUDICABLE





Fuentes: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015), PODE (MENPET, 2012) y CIEA





Tabla 13 CNPC: Perfil de la empresa

<b>PAÍS DE PROCEDENCIA</b>	China
<b>AÑO DE FUNDACIÓN</b>	1988
<b>COMPOSICIÓN ACCIONARIA</b>	National Oil Company (NOC)
<b>% DE COTIZACIÓN EN BOLSA</b>	13%
<b>SEGMENTO DE CADENA DE VALOR</b>	Exploración, Producción, Refinación, Servicios y Oleoductos.
<b>PRESENCIA EN EL MUNDO</b>	Canadá, Costa Rica, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela, Australia, Japón, Indonesia, Singapur, Tailandia, Myanmar, China, Mongolia, Kazakhsan, Uzbekistan, Turmekistan, Irán, Azerbaiyán, Rusia, Siria, Iraq, Qatar, Oman, Sudan, Sudan del Sur, Nigeria, Chad, Nigeria, Libia, Argelia, Tunisia, Francia, Reino Unido
<b>RESERVAS TOTALES (2014)</b>	3,700 MMB
<b>PRODUCCIÓN TOTAL (2014)</b>	1,392 MBED
<b>POSICIÓN PETROLERA EN VENEZUELA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petrourica, S.A.</li> <li>• Petrolera Sinovensa, S.A.</li> <li>• Petrozumano, S.A.</li> <li>• Petrolera Sino-Venezolana, S.A.</li> </ul>



Tabla 14 CNPC: Perfil de activos

**PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A.  
INTERCAMPO**

**PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 75.00%

CNPC: 25.00%

Otros socios: N/A.

**División Occidente:**

Producción (2012): 5 MBD.

Plateau: 49 MBD (1970)

**PETROURICA, S.A.  
JUNIN-4**

**PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

CNPC: 40.00%

Otros socios: N/A

**División Faja:**

Producción (2012): 0 MBD

Plateau: N/A

**PETROLERA SINOVENSA, S.A.  
MPE3 (ORIMULSION)**

**PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 64.25%

CNPC: 35.75%

Otros socios: N/A

**División Faja:**

Producción (2012): 117 MBD

Plateau: N/A

**PETROZUMANO, S.A.**

**PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

CNPC: 40.00%

Otros socios: N/A

**División Faja:**

Producción (2012): 6 MBD

Plateau: N/A

**PETROLERA SINO-VENEZOLANA, S.A.  
CARACOLES**

**PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 75.00%

CNPC: 25.00%

Otros socios: N/A

**División Faja:**

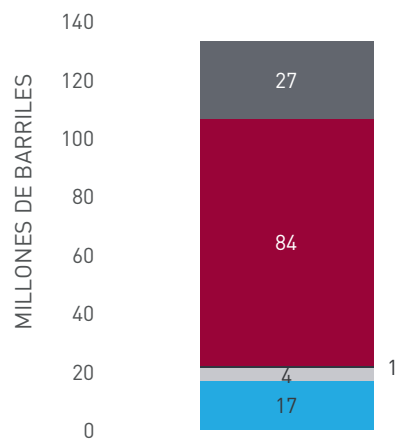
Producción (2012): 2 MBD

Plateau: 15 MBD (1976)



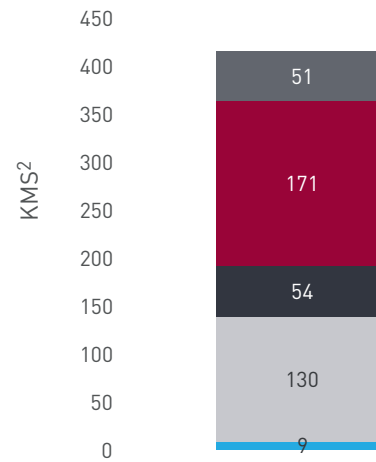


### RESERVAS PROBADAS ADJUDICABLES



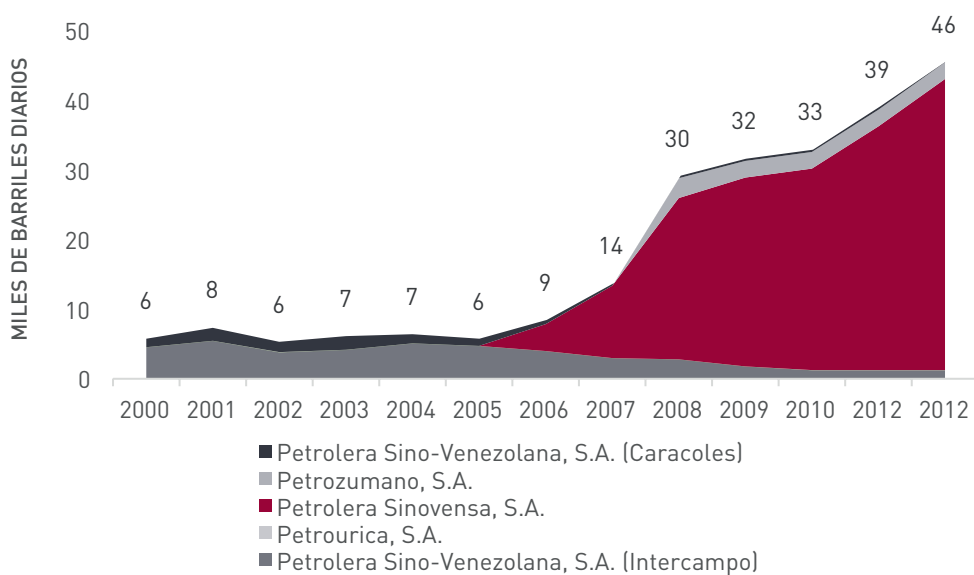
- Petroleria Sino-Venezolana, S.A. (Caracoles)
- Petrozumano, S.A.
- Petroleria Sinovensa, S.A.
- Petrourica, S.A.
- Petroleria Sino-Venezolana, S.A. (Intercampo)

### SUPERFICIE ADJUDICABLE

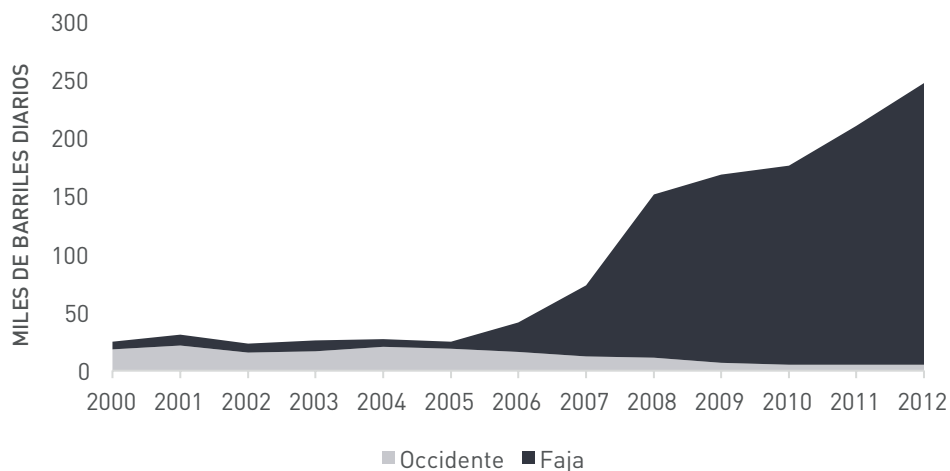


- Petroleria Sino-Venezolana, S.A. (Caracoles)
- Petrozumano, S.A.
- Petroleria Sinovensa, S.A.
- Petrourica, S.A.
- Petroleria Sino-Venezolana, S.A. (Intercampo)

### PRODUCCIÓN ADJUDICABLE POR ACTIVO



### PRODUCCIÓN TOTAL DE LOS ACTIVOS POR DIVISIÓN



Fuentes: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015), PODE (MENPET, 2012), Reporte Especial (Veneconomía, 2006), CNPC Worldwide (CNPC, 2016) y CIEA.



Tabla 15 Rosneft: Perfil de la empresa

<b>PAÍS DE PROCEDENCIA</b>	Rusia
<b>AÑO DE FUNDACIÓN</b>	1993
<b>COMPOSICIÓN ACCIONARIA</b>	Mixta (69.5% Rusia, 19.5% British Petroleum)
<b>% DE COTIZACIÓN EN BOLSA</b>	11%
<b>SEGMENTO DE CADENA DE VALOR</b>	Exploración, producción y refinación.
<b>PRESENCIA EN EL MUNDO</b>	Rusia, Venezuela, Brasil, Estados Unidos, Canadá, Emiratos Árabes Unidos, Noruega, Argelia, Kazajstán, Vietnam y Abjasia
<b>RESERVAS TOTALES (2014)</b>	33 MMBE
<b>PRODUCCIÓN TOTAL (2014)</b>	4,196 mbd
<b>POSICIÓN PETROLERA EN VENEZUELA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petroperijá, S.A.</li> <li>• Petromiranda, S.A.</li> <li>• Petromonagas, S.A.</li> <li>• Petrovictoria, S.A.</li> </ul>





Tabla 16 Rosneft: Perfil de Activos

**BOQUERÓN, S.A.****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

Rosneft: 26.67%

Otros socios: OMV (Austria) 13,33%

**División Oriente:**

Producción (2012): 8 MBD.

Plateau: 13 MBD (2001)

**PETROPERIJÁ, S.A.  
URDANETA****PARTICIPACIÓN.**

PDVSA: 60.00%

Rosneft: 40.00%

Otros socios: N/A

**División Occidente:**

Producción (2012): 10 MBD.

Plateau: 27 MBD (1996)

**PETROMIRANDA, S.A.****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

Rosneft: 40.00%

Otros socios: M/A

**División Faja:**

Producción (2012): 0 MBD.

Plateau: N/A

**PETROMONAGAS, S.A.****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

Rosneft: 40.00%

Otros socios: N/A

**División Faja:**

Producción (2012): 130 MBD.

Plateau: N/A

**PETROVICTORIA, S.A.****PARTICIPACIÓN:**

PDVSA: 60.00%

Rosneft: 40.00%

Otros socios: N/A

**División Faja:**

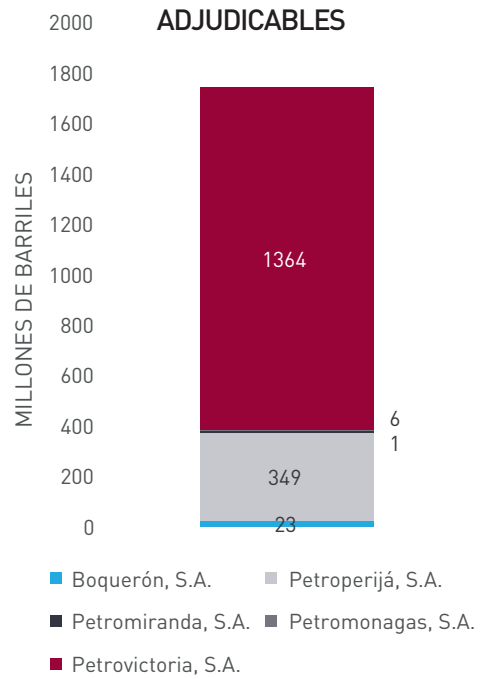
Producción (2012): 0 MBD.

Plateau: N/A

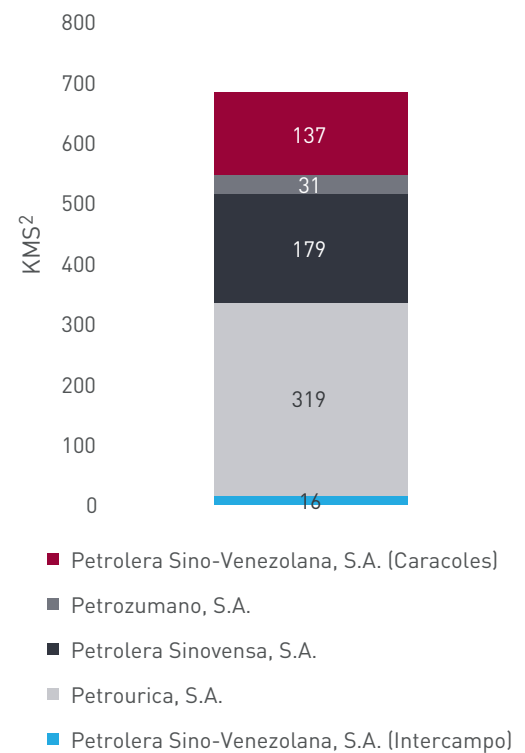




### RESERVAS PROBADAS ADJUDICABLES

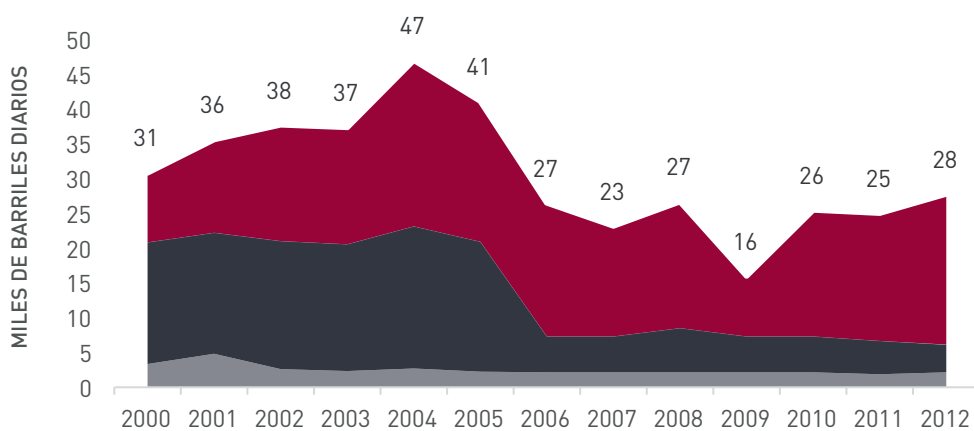


### SUPERFICIE ADJUDICABLE



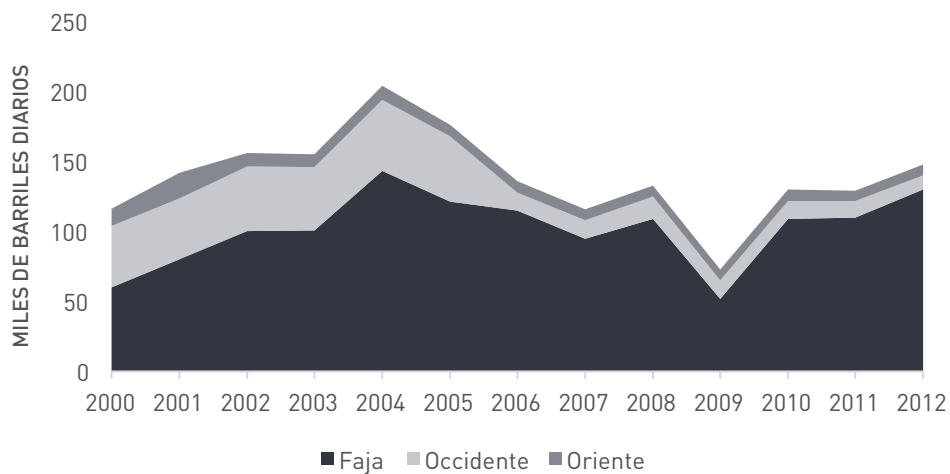


### PRODUCCIÓN ADJUDICABLE POR ACTIVO



■ Boquerón, S.A. ■ Petroperijá, S.A. ■ Petromiranda, S.A. ■ Petromonagas, S.A. ■ Petrovictoria, S.A.

### PRODUCCIÓN TOTAL DE LOS ACTIVOS POR DIVISIÓN



■ Faja ■ Occidente ■ Oriente

Fuentes: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015), PODE (MENPET, 2012) y CIEA.

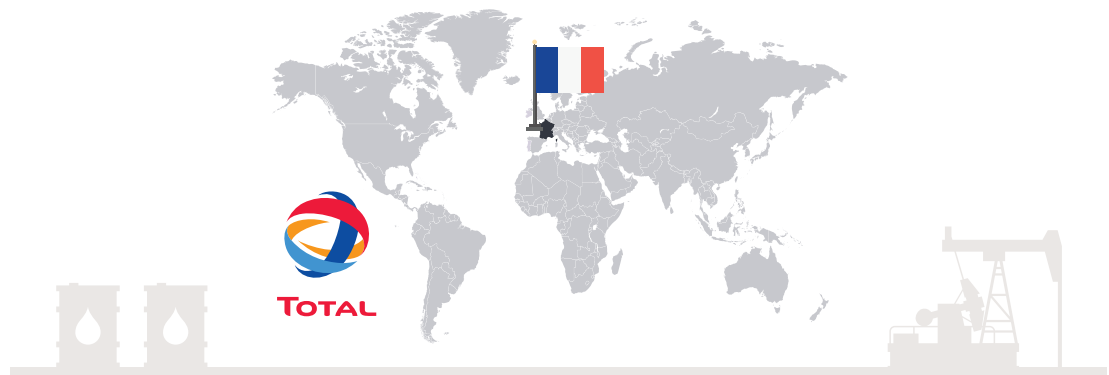
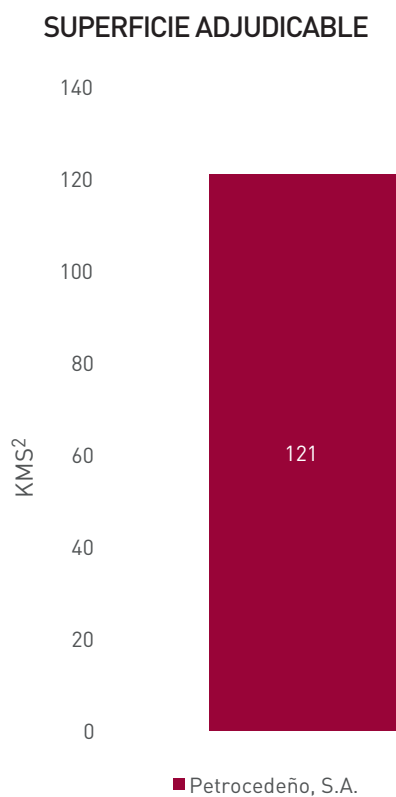
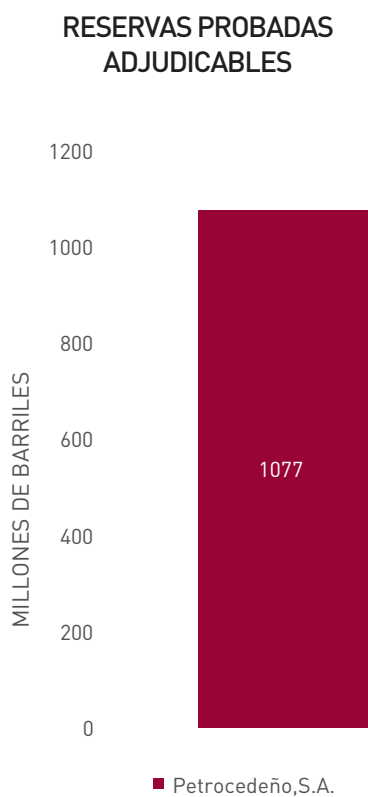


Tabla 17 Total: Perfil de la empresa

<b>PAÍS DE PROCEDENCIA</b>	Francia
<b>AÑO DE FUNDACIÓN</b>	1924
<b>COMPOSICIÓN ACCIONARIA</b>	International Oil Company
<b>% DE COTIZACIÓN EN BOLSA</b>	93%
<b>SEGMENTO DE CADENA DE VALOR</b>	Exploración, producción y refinación.
<b>PRESENCIA EN EL MUNDO</b>	Argelia, Angola, Gabón, Libia, Nigeria, Congo (Rep.), Canadá, Estados Unidos, Argentina, Bolivia, Colombia, Trinidad y Tobago, Venezuela, Australia, Brunei, China, Indonesia, Myanmar, Tailandia, Azerbaiyán, Rusia, Francia, Holanda, Noruega, Reino Unido, Emiratos Árabes Unidos, Iraq, Omán, Qatar, Yemen, Angola, Venezuela
<b>RESERVAS TOTALES (2014)</b>	11,523 MMBE
<b>PRODUCCIÓN TOTAL (2014)</b>	2,146 MBED
<b>POSICIÓN PETROLERA EN VENEZUELA</b>	• Petrocedeño

Tabla 18 Total: Perfil de Activos

<b>PETROCEDEÑO, S.A.</b>	<p><b>PARTICIPACIÓN:</b>          PDVSA: 60.00%          Rosneft: 30.30%          Otros socios: Statoil (Noruega) 9.70%</p> <p><b>División Faja:</b>          Producción (2012): 127 MBD.          Plateau: 200 MBD (2005)</p>
--------------------------	--



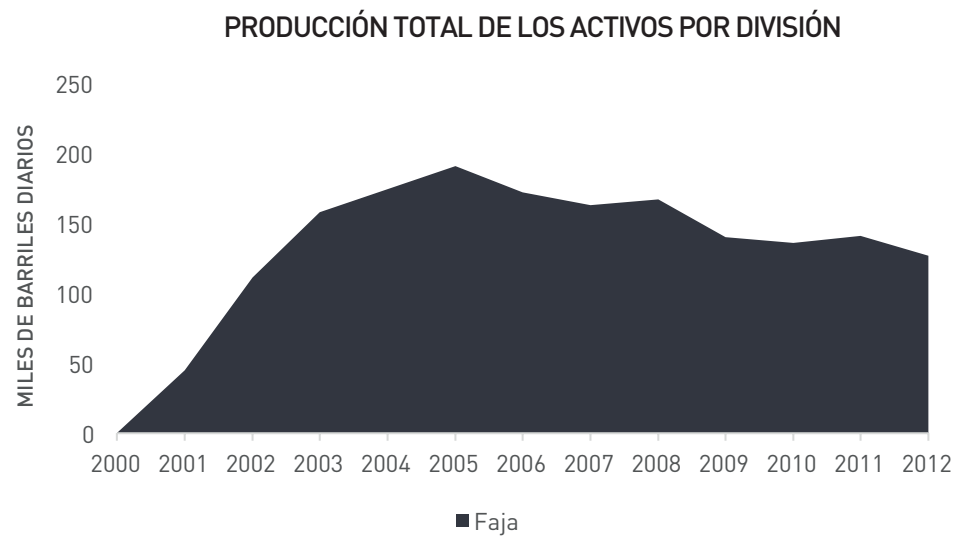
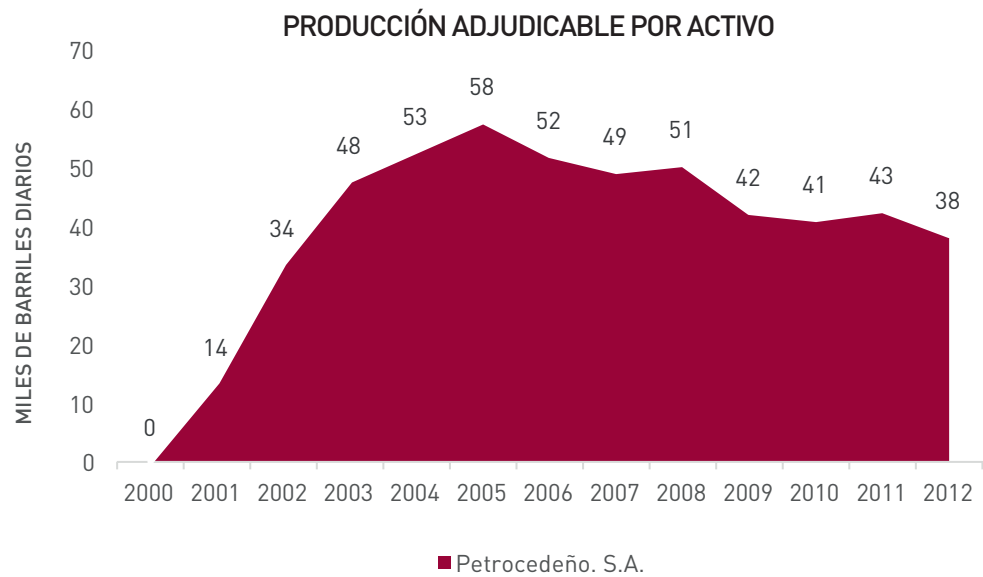




Tabla 19 Repsol: Perfil de la empresa

<b>PAÍS DE PROCEDENCIA</b>	España
<b>AÑO DE FUNDACIÓN</b>	1987
<b>COMPOSICIÓN ACCIONARIA</b>	International Oil Company
<b>% DE COTIZACIÓN EN BOLSA</b>	91%
<b>SEGMENTO DE CADENA DE VALOR</b>	Exploración, producción y refinación.
<b>PRESENCIA EN EL MUNDO</b>	Angola, Argelia, Gabón, Libia, Marruecos, Namibia, Aruba, Bolivia, Brasil, Canadá, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Guyana, México, Perú, Trinidad y Tobago, Venezuela, China, Indonesia, Iraq, Malasia, Rusia, Singapur, Vietnam, Alemania, Bulgaria, España, Francia, Países Bajos, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Noruega, Portugal, Reino Unido, Rumanía, Suiza, Australia, Papúa Nueva Guinea
<b>RESERVAS TOTALES (2014)</b>	1,460 MMBE
<b>PRODUCCIÓN TOTAL (2014)</b>	700 MBED
<b>POSICIÓN PETROLERA EN VENEZUELA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Petroquiriquire, S.A. (Mene Grande)</li> <li>• Petrocarabobo, S.A.</li> </ul>

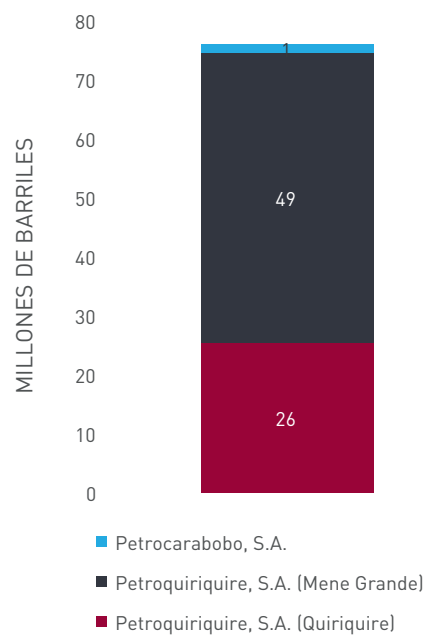
Tabla 20 Repsol: Perfil de activos

<b>PETROQUIRIQUIRE, S.A. (QUIRIQUIRE)</b>	<b>PARTICIPACIÓN:</b> PDVSA: 60.00% / Repsol: 40.00% / Otros socios: N/A. <b>División Oriente:</b> Producción (2012): 12 MBD. / Plateau: 60 MBD (2019)
<b>PETROQUIRIQUIRE, S.A. (MENE GRANDE)</b>	<b>PARTICIPACIÓN:</b> PDVSA: 60.00% / Repsol: 40.00% / Otros socios: N/A. <b>División Occidente:</b> Producción (2012): 36 MBD. / Plateau: N/A
<b>PETROCARABOBO, S.A.</b>	<b>PARTICIPACIÓN:</b> PDVSA: 60.00% / Repsol: 11.00% <b>División Faja:</b> Producción (2012): 0 MBD. / Plateau: 360 MBD (2021)

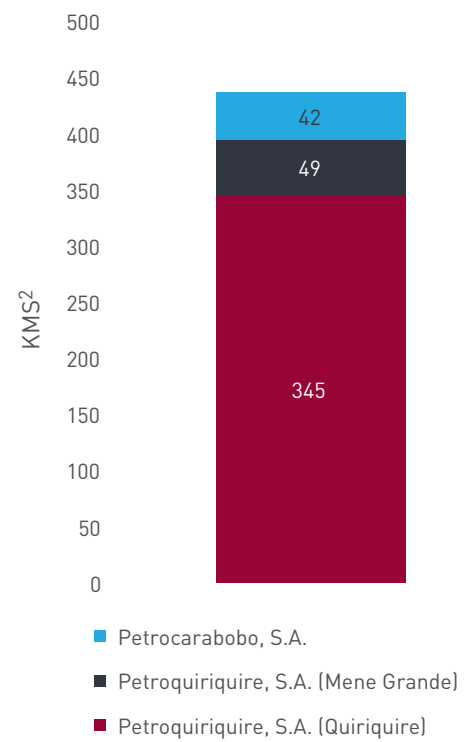




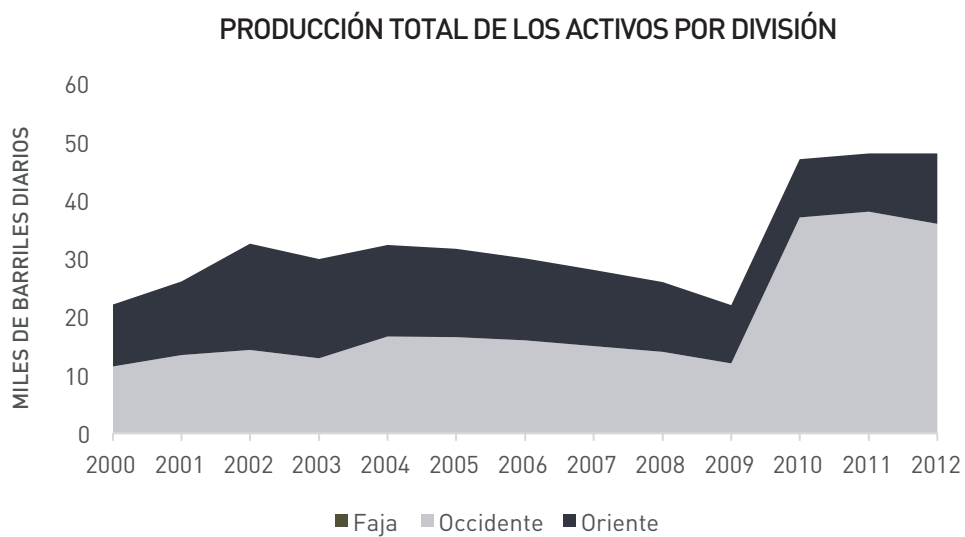
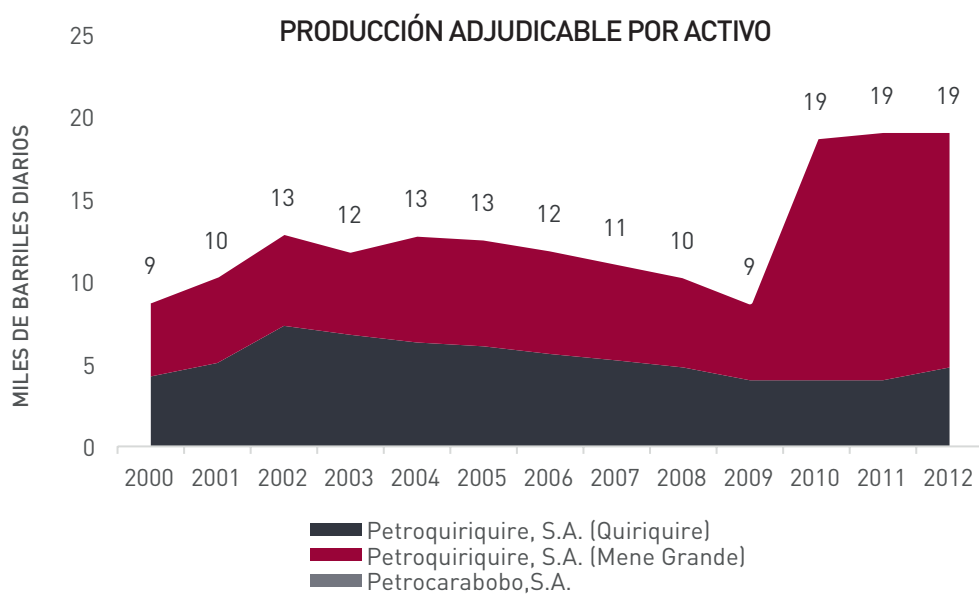
### RESERVAS PROBADAS ADJUDICABLES



### SUPERFICIE ADJUDICABLE







Fuentes: Informe de Gestión Anual 2014 (PDVSA, 2015), PODE (MENPET, 2012), Reporte Especial (Veneconomía, 2006) y CIEA.



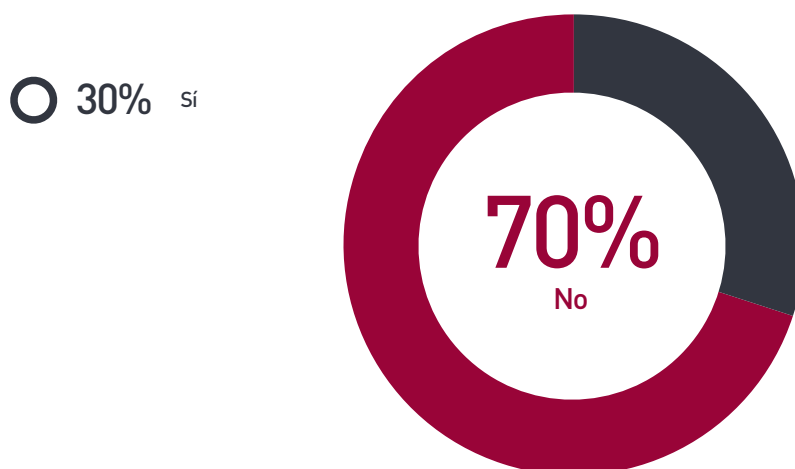


## ENCUESTA: OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

Entre octubre de 2015 y febrero de 2016, el Centro Internacional de Energía y Ambiente efectuó una consulta entre gerentes de empresas mixtas y socios con operaciones en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Esta aproximación inicial buscó capturar las valoraciones que tienen los operadores de la zona sobre cuáles factores constituían oportunidades para la expansión de actividades en la región, así como los posibles retos vigentes en el momento de la operación.

Las preguntas que comprenden la encuesta se obtuvieron a partir de consultas con analistas y consultores en el área petrolera que han estudiado recientemente la situación en FPO. Durante el período considerado, 10 gerentes fueron consultados y a continuación se muestran las consideraciones principales de acuerdo a sus respuestas. Estos resultados no pretenden ser una descripción de la totalidad de percepciones ni plantea llevar a cabo generalizaciones de ningún tipo.

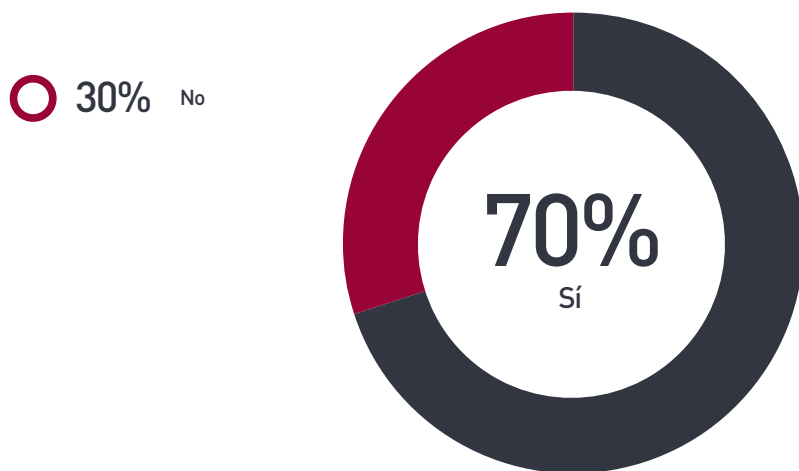
Gráfico 63 ¿Tiene la empresa mixta en que trabaja un mejorador operativo?



Fuente: CIEA

La mayoría de gerentes consultados pertenece a empresas en las cuales no se cuenta con mejorador de crudo extra-pesado, lo cual hace que el modelo de negocio se encuentre basado en la mezcla del crudo extraído con diluyente. La presencia de un mejorador es determinante en la composición entre moneda local y extranjera de los gastos de operativos y de capital. Esto implica que la oferta de USD para la ejecución de proyectos y el régimen cambiario vigente tienen una relevancia distinta en términos de costos para cada esquema operativo. Por un lado, aquellas empresas mixtas sin mejorador tienen un mayor componente en moneda extranjera necesaria para la importación de diluyentes, mientras que aquellas que cuentan con mejorador probablemente tengan mayores costos de operación en moneda local, con lo que el tipo de cambio aplicable a las exportaciones de crudo puede ser mucho más relevante.

Gráfico 64 ¿Tiene la empresa mixta en que trabaja acceso a tasa de cambio SIMADI?



Fuente: CIEA

La mayoría de los gerentes afirma que la empresa mixta en la que trabaja tiene acceso a la tasa de cambio SIMADI, que fue la más alta en vigencia en el momento de aplicación de la encuesta. SIMADI promedió 200 Bs./USD durante este período, lo que significó menores desembolsos en divisas para que las empresas exportadoras pudieran cubrir sus gastos en moneda local. Por el contrario, aquellas que no tuvieron acceso a ese sistema debían vender las divisas provenientes de sus exportaciones a una tasa de 12 Bs./USD.

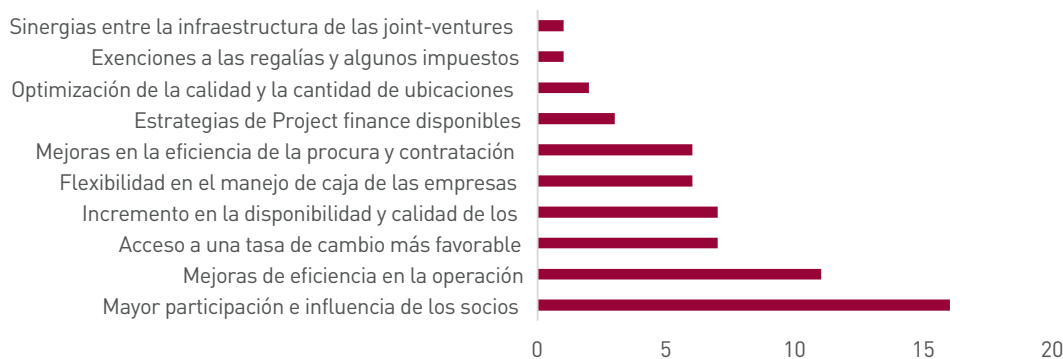


## OPORTUNIDADES

Para evaluar los elementos que los consultados consideraban como oportunidades para el desarrollo de la FPO, se les pidió enumeraran en orden de mayor a menor importancia los tres principales factores vistos como oportunidades. Aquel factor considerado como más importante recibió una puntuación de tres, el segundo más importante una puntuación de dos y el tercero más importante una puntuación de uno. Lo que se refleja es el cómputo final después de agregar todas las respuestas.

Los resultados muestran que la más notable de las estrategias identificadas para generar mayores oportunidades en la FPO es a través de una mayor participación de los socios minoritarios en las empresas mixtas con PDVSA. Mientras que las mejoras en eficiencia operativa y el acceso a tipos de cambio más competitivos recibieron también una valoración importante entre los encuestados. Otras áreas que destacaron por su relevancia fueron el acceso a una tasa de cambio más favorable y el incremento en la disponibilidad y calidad de los proveedores.

Gráfico 65 Oportunidades en la Faja Petrolífera del Orinoco



Fuente: CIEA

## DESAFÍOS

Usando la metodología de agregación descrita para las oportunidades, fue planteada una última pregunta acerca de los principales retos a la operación de las empresas para la fecha de estudio. Los altos requisitos de inversión y las distorsiones asociadas al control de cambio constituyeron los factores más relevantes, seguido por la falta de autonomía financiera.

Gráfico 66 Desafíos en la Faja Petrolífera del Orinoco



Fuente: CIEA

Aunque las conclusiones extraídas no permiten necesariamente hacer un análisis generalizable de la situación actual de la FPO, dadas las limitaciones de la muestra, esta encuesta puede constituir una pauta inicial para investigación más a fondo al respecto. La FPO representa un activo de suma relevancia en el desarrollo de la industria petrolera venezolana y es necesaria una visión clara de sus perspectivas en el corto, mediano y largo plazo.



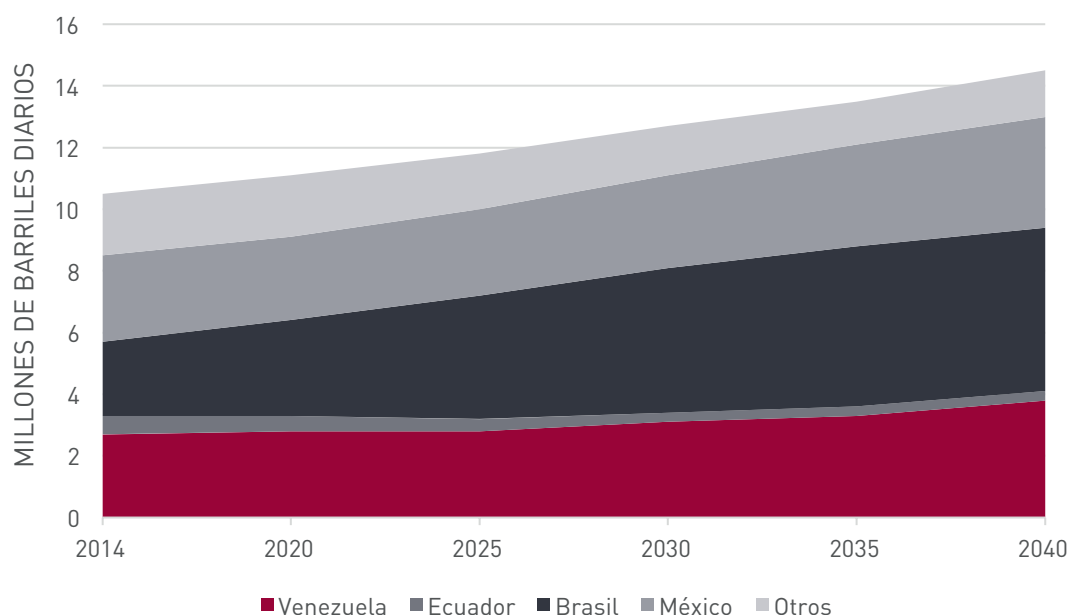


PROYECCIONES

## PROYECCIONES PARA EL MERCADO DE PETRÓLEO

Las proyecciones para el mercado del petróleo y el gas expuestas en este apartado corresponden al “Escenario de Nuevas Políticas” de la Agencia Internacional de Energía (IEA). Este escenario -central en el World energy Outlook 2015- toma en cuenta los compromisos de política y medidas a implementar en términos ambientales que afectan los mercados de energía globalmente, asumidos a mediados de 2015 y ratificados en la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático o COP21, realizada en diciembre del mismo año en París.

Gráfico 67 Producción de crudo proyectada para América Latina (2020-2040)

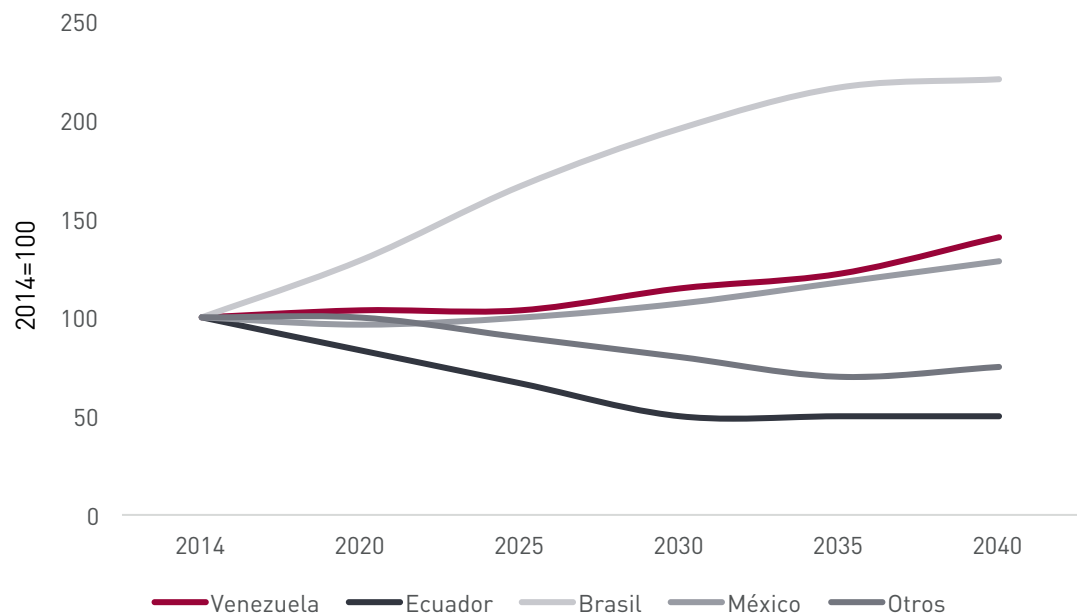


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015).

La producción total de crudo proyectada para América Latina por la IEA crece hasta superar los 14,7 mmbd para 2040. Esta proyección estima un crecimiento desde 2,4 mmbd en 2014 para Brasil hasta 3,1 en 2020, 4,0 en 2025, 4,7 en 2030 y una caída de 5,3 a 5,2 mmbd en 2035 a 2040. El crecimiento total estimado para la producción del continente es de 4 mmbd de 2014 a 2040, una reducción de 400 mbd respecto a las proyecciones anteriores. El crecimiento de la producción proviene principalmente del aporte esperado de Brasil (2,9 mmbd), Venezuela (1,1 mmbd) y México (0,8 mmbd). Ecuador y el resto de los países verán una caída de 0,3 y 0,5 mmbd, respectivamente.



Gráfico 68 Proyecciones de crecimiento de la producción de crudo de Sur América (Base 2014=100)

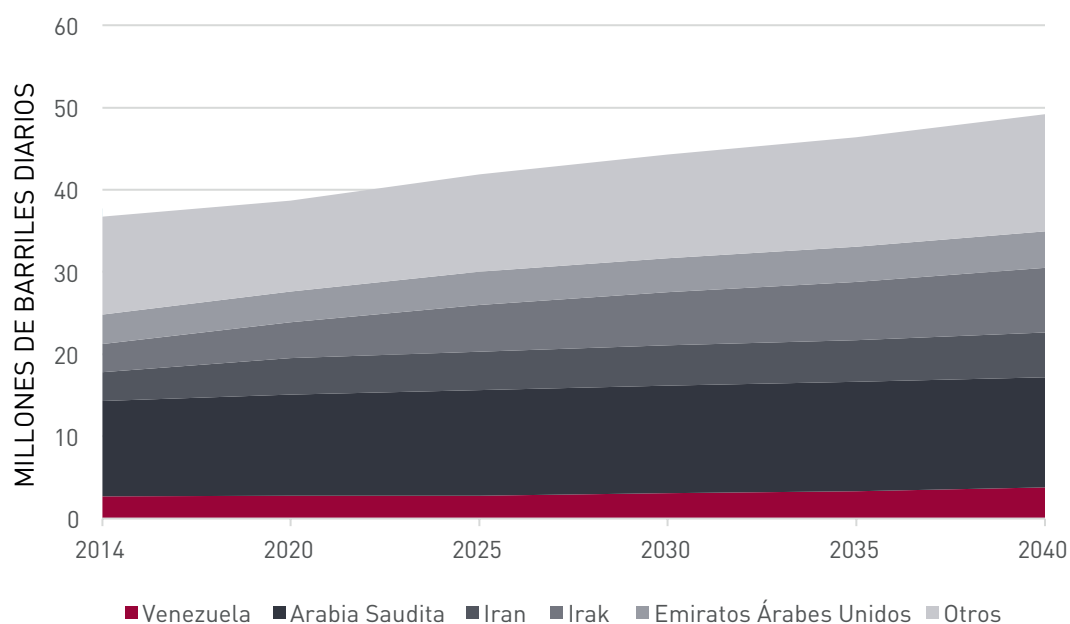


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015) y CIEA.

La participación por países en el crecimiento de la producción esperada mencionada anteriormente es clara al fijar las proyecciones con base en 2013. Se espera que la tasa de crecimiento de la producción disminuya para Brasil y aumente para Venezuela desde 2035. El crecimiento total estimado a 2040 es de 121% para Brasil, 41% para Venezuela y 29% para México. La caída para Ecuador es proyectada en 50%, mientras que la del resto del continente es de 25%.



Gráfico 69 Producción de crudo proyectada para países OPEP

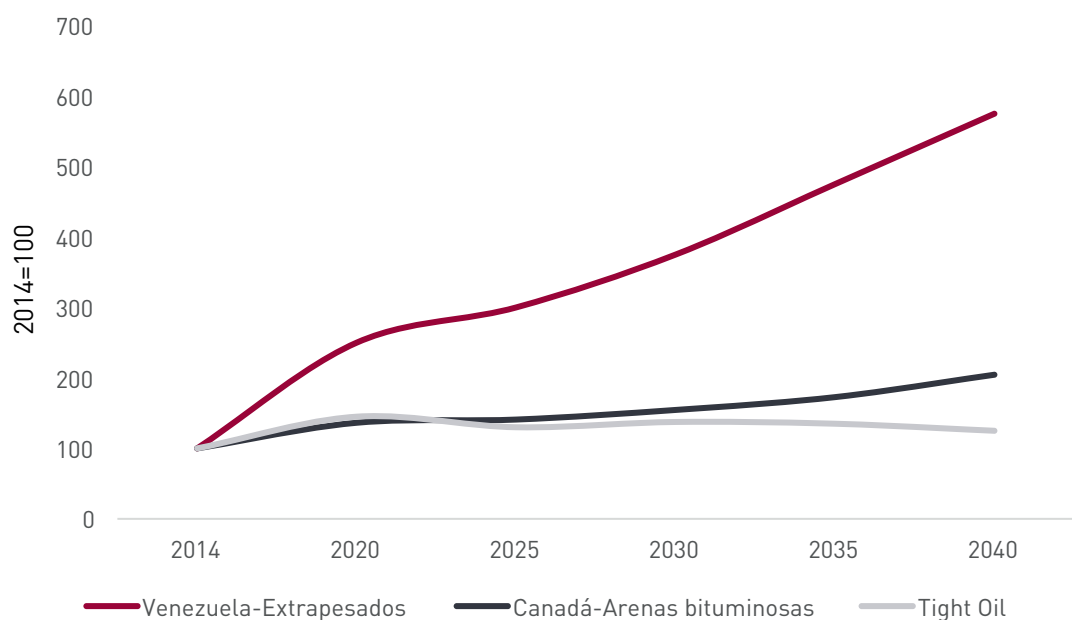


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015).

La IEA espera que la producción total de los países OPEP aumente un total de 12,5 mmbd hacia 2040, desde los actuales 36,7 hasta 49,2 mmbd. El país con un mayor aumento proyectado es Irak, de la que se espera una fuerte vuelta al mercado en el largo plazo, con 4,5 mmbd adicionales a su producción en 2014. Los siguientes en aportes al aumento de producción son Irán (1,9 mmbd), Arabia Saudita (1,8 mmbd) y Venezuela (1,1 mmbd).



Gráfico 70 Proyecciones de crecimiento de crudos no convencionales (2014=100)

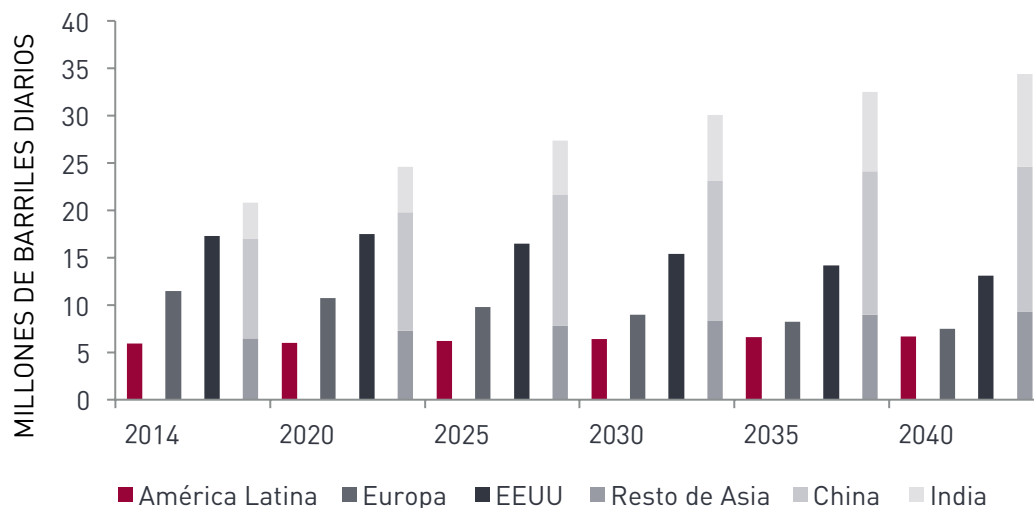


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015) y CIEA.

En el largo plazo, los mayores aumentos de producción de crudos no convencionales provendrán de Venezuela, según la IEA. Se espera que los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco multiplicarán más de cinco veces la producción de crudos extra pesados del país para 2040, superando de lejos las ganancias de producción esperadas de las arenas bituminosas canadienses, con un crecimiento proyectado de 104%. Además, el crudo de lutitas bituminosas pierde relevancia en 2020 cuando se alcanza un pico en su producción según las proyecciones de la agencia, ganando apenas un 25% adicional en 2040 respecto a 2014.

## PROYECCIONES DE CONSUMO DE PETRÓLEO

Gráfico 71 Proyecciones de consumo de petróleo

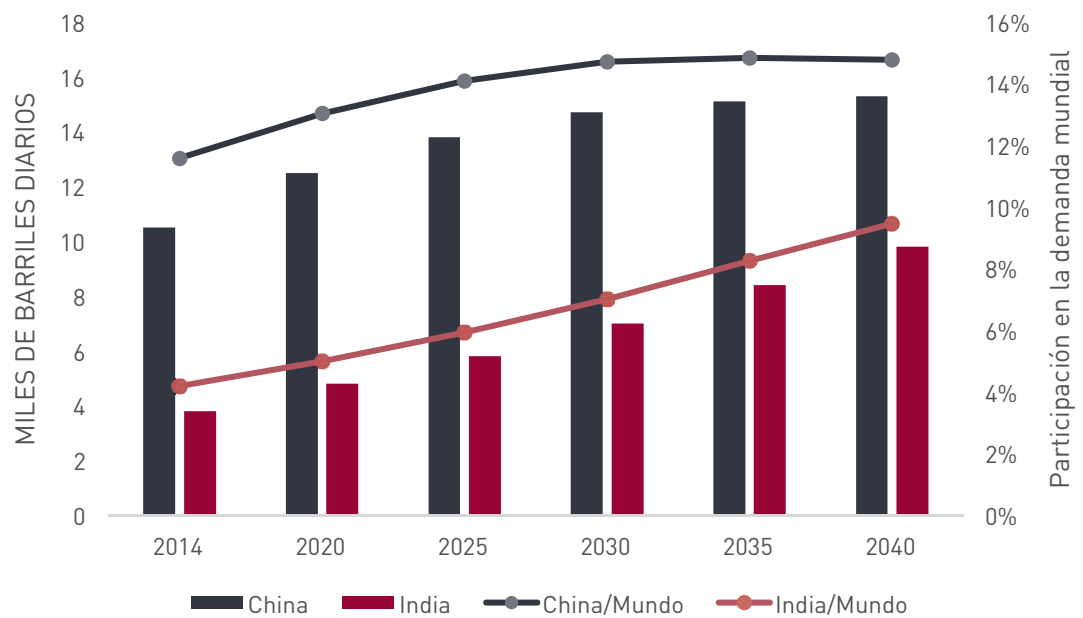


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015).

La IEA espera un importante incremento en el consumo de petróleo de India, estimado en 6 mmbd entre 2014 y 2040. El nivel de consumo del subcontinente indio pasará de 3,8 mmbd a 9,8 mmbd durante ese período, convirtiéndose en el motor de crecimiento de la demanda de combustible. Mientras tanto, el consumo de China crecerá 4,8 mmbd desde los actuales 10,5 mmbd hasta 15,3 mmbd en 2040. En términos generales, la IEA espera que el consumo mundial se incremente en 12,9 mmbd desde 2014 hasta 2040, terminando en 103,5 mmbd. Luego del crecimiento esperado para India y China, siguen en importancia el resto de Asia (2,8 mmbd) y América Latina (0,8 mmbd). El resto de las regiones verá una caída en el consumo en este escenario, en el que la demanda está proyectada a caer 4,2 mmbd en Estados Unidos y 4 mmbd en Europa, en los que la IEA estima han superado el máximo de consumo.



Gráfico 72 Proyecciones de demanda de petróleo

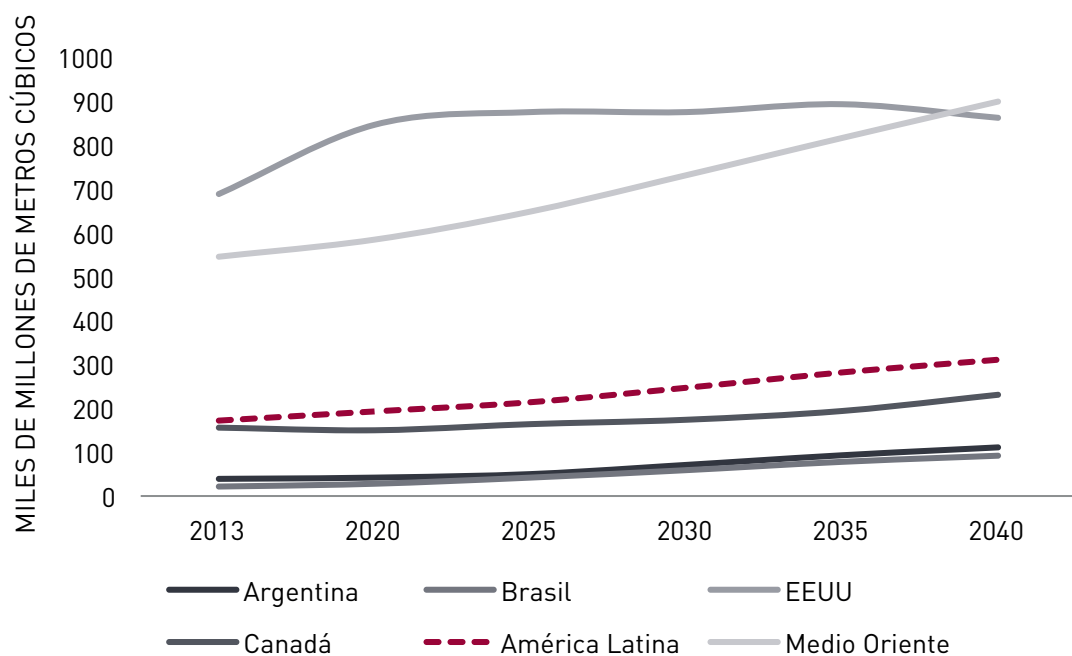


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015).

La IEA ha planteado en el escenario de nuevas políticas que el crecimiento de la demanda global de crudo sea explicado en menor medida por China, y en creciente proporción por India. Este último pasará a tener una participación total de casi el 10% del consumo mundial en 2040, un aumento de 6% desde el nivel actual. Por su parte, la participación de China está proyectada a representar 15% de la demanda total, incrementándose en 3%, desde 2014.

## PROYECCIONES PARA EL MERCADO DEL GAS

Gráfico 73 Proyección de producción de gas natural, regiones y países seleccionados (2020-2040)

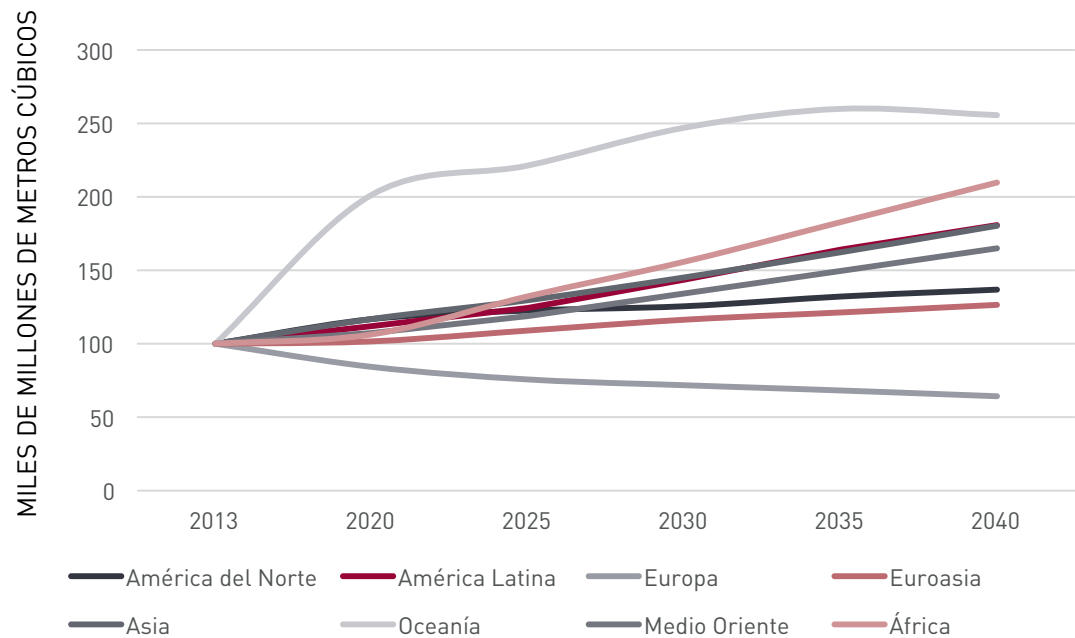


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015).

La IEA espera que la producción de gas natural de América Latina se expanda en 139 mmmc para 2040. Durante 2013 la región produjo cerca del 5% del gas natural del mundo, en 2040 las proyecciones esperan que su participación sea superior al 6%. Argentina y Brasil son los líderes en participación en este crecimiento esperado, con aumentos de 72 mmmc y 71 mmmc, respectivamente. Para 2040 estos países serán responsables del 65% de la producción de América Latina, según las estimaciones de la IEA.



Gráfico 74 Crecimiento proyectado en la producción por región (2013=100)

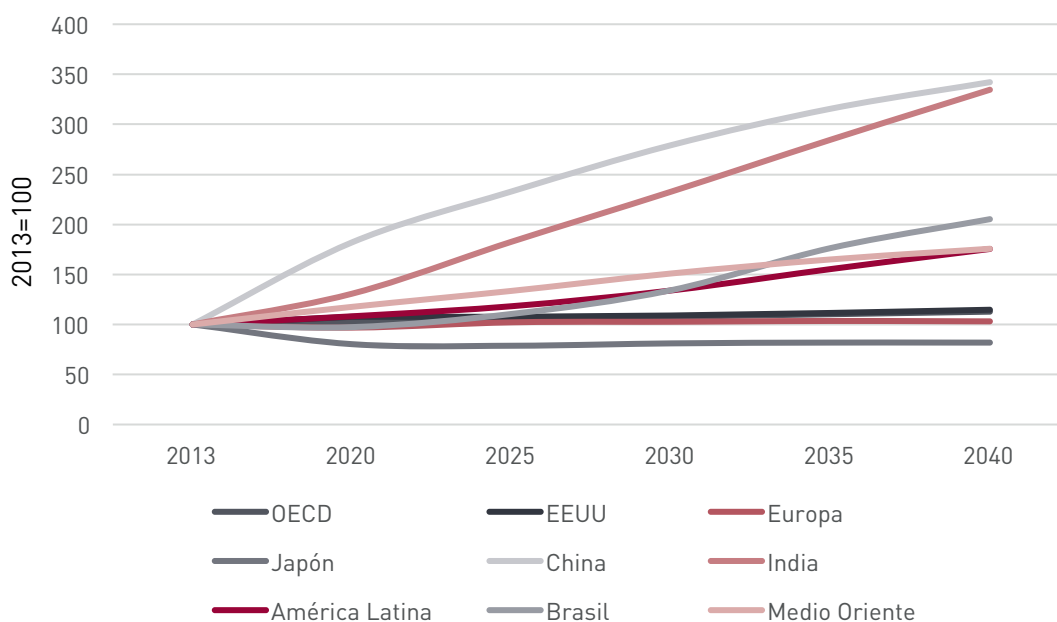


Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015) y CIEA.

El mayor incremento de producción de gas natural hasta 2020 provendrá de Oceanía, gracias al descubrimiento de importantes yacimientos tanto en el occidente como en el oriente de Australia, con los que se espera que Oceanía logre casi triplicar su producción actual. Por otro lado, las proyecciones de la IEA sugieren que la zona OECD de Europa perderá cuotas en el mercado, cuya producción declinará en 24% para 2040.

## PROYECCIONES DE CONSUMO DE GAS

Gráfico 75 Crecimiento proyectado en el consumo de gas (2013=100)



Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015) y CIEA.

La demanda mundial de gas aumentará 47% según el escenario de nuevas políticas. Este incremento tiene fundamentos en las particularidades del gas natural en términos de precio, reducida huella ambiental -comparado con el petróleo- que lo hacen un potencial combustible de transición a energías renovables. Asia, y especialmente China e India, liderarán el aumento en el consumo de gas natural al demandar al menos 592 y 174 mmmc para 2040, respectivamente. Esto supone un aumento de 242% con respecto a 2013 para China y 234% para India.

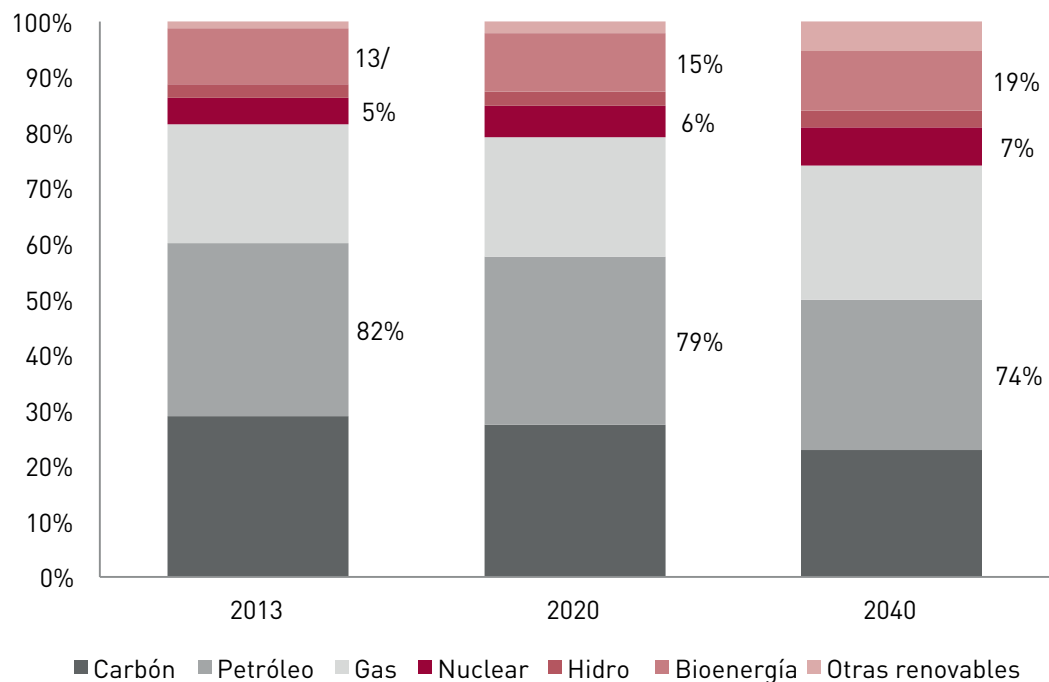


## PROYECCIONES PARA EL CONSUMO DE ENERGÍA

En el contexto de la matriz energética global, el escenario de nuevas políticas plantea un panorama cambiante para la industria del petróleo y el gas natural en el futuro. La sustitución de combustibles fósiles por energías limpias y renovables, así como los incentivos a las mejoras en la eficiencia energética, perfilan una reducción en la participación de los hidrocarburos como fuente de energía hacia 2040.

Se espera que el consumo total de energía crezca en 32% durante el período 2013-2040. Comparado con 2013, la demanda de combustibles fósiles aumentará en 18% (carbón 2%, petróleo 12% y gas 46%). Esta variación es de 86% para la energía nuclear y 80% para las renovables (hidro 63%, bioenergía 36% y otras 482%).

**Gráfico 76** Nuevas Políticas: Proyección de participación de los combustibles en la matriz de consumo energético (2020-2040)



Fuente: World Energy Outlook 2015 (IEA, 2015) y CIEA.



El escenario de nuevas políticas de la IEA considera que la participación de los combustibles fósiles se reduzca a 72%. Aunque esto sostiene al carbón, petróleo y gas natural como las principales fuentes de energía, implica que serán el único grupo cuya participación caerá. El gas natural, sin embargo, aumentará su participación en la demanda en 3%.

La energía nuclear tendrá un aumento de 2%. Mientras tanto se espera un comportamiento positivo para las energías renovables: la generación de hidro energía aumentará su aporte a la matriz global en en 1%, otras fuentes de energías renovables crecerán en 4%. No se espera que el uso de bioenergía (que incluye nuevas tecnologías y uso de biomasa tradicional) no tendrá variaciones.

El escenario de nuevas políticas destaca la importancia que se espera que adquieran las fuentes renovables, nuclear y el gas natural como insumo energético. Estas fuentes de combustible forman parte de la migración a patrones de consumo menos contaminantes, dirección a la que se están moviendo las políticas energéticas en todo el mundo para mitigar el cambio climático. También es importante el aumento más moderado del consumo total de energía motivado a los cambios esperados en materia de eficiencia energética. Finalmente, el gas natural plantea una ventana de oportunidades para los países tradicionalmente productores de hidrocarburos, al ser el combustible fósil que mejor se adapta a estos nuevos patrones.



# DESTACADO

## /6

## EL FUTURO PETROLERO DE VENEZUELA Y LA COP 21

- MARÍA ALEJANDRA DE FRANCESCO E IGOR HERNÁNDEZ -

El diálogo sobre el cambio climático ha estado sobre el tapete desde 1992, pero fue en diciembre de 2015 que alcanzó su punto más álgido en la historia contemporánea, con la celebración de la Conferencia de las Partes en París (COP21). Más de 38.000 delegados asistieron a dicha conferencia para tratar un tema común: ¿cómo pueden mantenerse o aumentarse los niveles de crecimiento económico sin que esto represente daños irremediables a la Tierra y a sus habitantes?

Más allá de las medidas de política pública que pueda contener el convenio de París para cada país en particular, es evidente que el mundo está coordinando grandes esfuerzos en alcanzar un futuro en donde la economía global se caracterice por un desacoplamiento de las emisiones de carbono y el crecimiento de las naciones. Debe ser vital para la industria petrolera venezolana entender dónde están los flancos que pueden ser vulnerados por dichas políticas. Por ello examinaremos, a grandes rasgos, la naturaleza del acuerdo, cuáles serían los efectos sobre la utilización de combustibles fósiles y las implicaciones que tendría para el sector petrolero nacional.

### La COP 21 y el Acuerdo de París

El objetivo principal del acuerdo de París es lograr el pico de emisiones de CO<sub>2</sub> en el menor tiempo posible. Se entiende por esto que, una vez alcanzado ese máximo, las emisiones comenzarían a disminuir. El trasfondo de esta meta radica en la necesidad de mantener las temperaturas del planeta tierra por debajo de los 2°C –en comparación a niveles pre-industriales– para 2100, igualmente los países que suscriben el acuerdo incluyeron el compromiso a limitar el aumento de las temperaturas a 1,5°C. Para cumplir este objetivo, cada nación estableció una serie de acciones llamadas “contribuciones determinadas nacionalmente” (INDC, según sus siglas en inglés). Las INDC son una herramienta que permite a los países fijar, conforme a su contexto particular, distintas políticas que se ajusten a sus capacidades y necesidades.

Una característica importante del acuerdo radica en el logro de reunir países tanto desarrollados como en vías de desarrollo bajo el lema “la responsabilidad es común pero diferenciada”, este aspecto se manifiesta en los temas referentes al financiamiento –los países desarrollados deben enviar a los países en vías de desarrollo USD 100 mil millones anualmente para el año 2020– y en la asistencia técnica necesaria para los países en vías de desarrollo que sufren las consecuencias de los procesos de cambio climático. En esto es importante señalar que las implicaciones planteadas a continuación reflejan apenas algunos escenarios de lo que pudiera ocurrir con la demanda de energía en los próximos años y que, por ello, existe un elemento de incertidumbre asociado a la magnitud y tiempo en el cual ocurran cambios. Sin embargo, los procesos aquí descritos ya se encuentran en desarrollo y por ello, los riesgos son más que palpables.

### Implicaciones en la utilización de combustibles fósiles

Entre 1990 y 2013, según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), la demanda primaria de energía aumentó en 55%. Sin embargo, se espera que dicho crecimiento del consumo de energía disminuya considerablemente en el futuro. Existen elementos coyunturales que impactan sobre esta tasa como lo son la desaceleración de la economía global –en especial la ralentización del crecimiento de China–; no obstante también se contempla la necesidad por impulsar cambios más profundos para prevenir mayores incrementos en la temperatura global, evidenciando un mayor énfasis en medidas relacionadas con eficiencia energética: producir y consumir lo mismo con un menor uso de la energía. Por lo tanto, los escenarios que se contemplan abarcan un crecimiento de la demanda energética que puede ser de 12% bajo esquemas que restrinjan fuerte-



mente las emisiones de carbono, hasta 45% si se mantienen las políticas económicas y energéticas actuales, según lo contemplado por la AIE.


Las políticas de eficiencia energética se posicionan como herramientas efectivas –y aplicables en un horizonte temporal relativamente corto– que permiten alcanzar la meta referente al pico de las emisiones. Ya los efectos de estas políticas están rindiendo frutos: el consumo global final de energía se expandió en el 2014 en 0,7%, no obstante sin mejoras de eficiencia energética el crecimiento hubiese sido de 2,1%.

El reemplazo de equipos de generación termoeléctrica por unidades que emiten menos dióxido de carbono, la imposición de regulaciones dirigidas a reducir el consumo de combustible por milla recorrida, los cambios en la infraestructura y acondicionamiento de los edificios para reducir la utilización de calefacción y los avances que pueden lograrse en el área de almacenamiento y transporte de energía son elementos que sugieren que, aún en un escenario de crecimiento económico prolongado, el aumento de la demanda de energía será cada vez menor.

Además, el papel del petróleo dentro de esta demanda de energía será cada vez menor, pues al igual que el carbón se prevé su progresivo abandono –especialmente para la generación de electricidad– y sustitución por el uso de fuentes como el gas y, en menor grado, por fuentes de energía renovable. Esta tendencia se ha visto reflejada en indicadores como la intensidad petrolera, o la cantidad de petróleo consumido en relación al tamaño de la economía (medido por el PIB)<sup>1</sup>. Según la AIE, entre 1990 y 2014, la intensidad petrolera disminuyó 38% en Estados Unidos, 45% en la Unión Europea, 50% en China y –en promedio– 40% en todas las economías del mundo.

Ahora bien, el menor peso del carbón y petróleo en la demanda energética no necesariamente implica que se dará una sustitución inmediata hacia las fuentes renovables. Aunque los estimados entre instituciones como la OPEP, la AIE e institutos de energía de distintas universidades varían, se espera que el gas natural satisfaga un porcentaje cada vez mayor en la demanda de energía, sugiriendo que la transición hacia una economía de bajo carbono muy probablemente se logre mediante el uso de este recurso. Los hidrocarburos representan hoy en día 81% de la demanda primaria global de combustible, bajo el escenario conservador en el 2040 representarán 79%, en un escenario moderado 75% y en el escenario donde se alcanzan mayores niveles de mitigación llegan a significar 60%.

Aunque el escenario consistente con limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2°C, involucra un peso importante de fuentes de energía renovable, existen al menos dos asuntos a ser considerados por las organizaciones económicas y políticas: por un lado, los requerimientos de inversión para aumentar la utilización de estas fuentes son elevados. Según la AIE, de implementarse los acuerdos propuestos hasta ahora, la inversión en energías renovables estaría sobre los USD 260.000 MM por año a nivel global; pero si se buscara una trayectoria de emisiones de carbono que sea consistente con un aumento limitado en la temperatura global, los requerimientos superarían los USD 400.000 MM, lo cual en el corto plazo puede verse afectado ante los precios actuales de los hidrocarburos.



Por otra parte, es necesario resolver obstáculos que se presentan en el desarrollo de proyectos relacionados a energías renovables, por ejemplo: se ha documentado que este tipo de proyectos en muchos casos no logran avanzar de la fase de investigación hacia la puesta en marcha comercial <sup>6</sup>. Una de las razones radica en que en etapas iniciales –donde se desconoce aún el verdadero potencial del proyecto y los riesgos aún son grandes– no existen fuentes suficientes de financiamiento privado que permitan la reducción de costos a través del acceso a mercados más grandes. Por otro lado, el financiamiento estatal puede significar que algunos proyectos con alto potencial en el largo plazo, pero con costos muy altos en el corto plazo sean descartados, lo cual hace que el proceso de desarrollar nuevas fuentes de energía tenga un cierto grado de incertidumbre.


#### Los riesgos y las oportunidades

Es importante considerar que, aún si se llegaran a implementar las acciones contempladas bajo las contribuciones determinadas nacionalmente, todavía la Organización de Naciones Unidas estima que el ritmo de emisiones de dióxido de carbono resultante sería consistente con un aumento de la temperatura cercano a los 3,7 °C, el cual es un pronóstico similar al de diversas organizaciones e institutos que han analizado los compromisos adquiridos en diciembre <sup>8</sup>.

La escala de transformaciones que pueden ocurrir con escenarios de este tipo aún está por determinarse, pero, si nos circunscribimos apenas a las implicaciones para el sector de energía, podemos empezar a imaginar la magnitud de los cambios por venir para el planeta. Algunos efectos para el sector tienen que ver con las potenciales interrupciones en el suministro de combustible y electricidad asociado a cambios meteorológicos bruscos –considere lo que ocurrió con el Huracán Katrina y los apagones en Nueva Orleans, por ejemplo.

Por otra parte, la disponibilidad de agua puede afectar muchas operaciones de manera significativa: hay procesos como la extracción de petróleo de lutitas –fracking–, así como el proveniente de arenas bituminosas –como las que se encuentran en Canadá– que son intensivos en el uso del agua y que pueden verse afectados por este factor de disponibilidad. Así mismo, el agua es utilizada en muchas operaciones de enfriamiento de unidades termoeléctricas, y si llegáramos a pensar en utilizar biocombustibles basados en cultivos agrícolas la falta de agua también puede convertirse en un problema. Otros efectos incluyen los riesgos asociados a operaciones costa afuera y los cambios inesperados en temperatura que pueden aumentar la utilización de electricidad en épocas cálidas –por refrigeración– o pueden disminuir la demanda de combustible en países con inviernos menos severos. Es claro que limitar estos efectos a lo que ocurre en el sector energético es una visión muy parcial de todo lo que pueda ocurrir, pero en este caso nos invita a considerar –incluso desde una lógica estrictamente comercial– los trastornos fundamentales asociados al cambio climático.

Esta amenaza puede significar que la magnitud de los cambios para mitigar los efectos sobre el ambiente probablemente sea mayor a la anticipada, lo cual puede acentuar la transición que ya se ha descrito en la demanda de energía, asimismo impone un reto a las empresas del sector a lograr una mayor competitividad. Por ejemplo, se estima que un 18% del potencial de reducción de las emisiones viene por mayores eficiencias en las operaciones de la industria de petróleo y gas <sup>9</sup>. Seguramente, lograr una mayor reducción de las emisiones dependa del desarrollo acelerado de tecnologías asociadas con la captura y almacenamiento de carbono, como consecuencia, por ejemplo, de la generación termoeléctrica o el asociado a la extracción de gas natural y petróleo, o la implementación de tecnologías de recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus



siglas en inglés) mediante la inyección de CO<sub>2</sub>. Esta última opción ofrece la oportunidad de usar CO<sub>2</sub> generado por la actividad humana –previamente capturado– en la extracción de petróleo 10.

¿Y esto qué significa para Venezuela? Según lo observado anteriormente, pareciera que en los próximos años, los combustibles fósiles aún podrán satisfacer gran parte de los requerimientos. El futuro de un mundo en crecimiento –aunque siempre pueden aparecer cisnes negros, eventos que por su naturaleza cambian paradigmas y obligan a replantear escenarios–. Sin embargo ser relevante como país en el panorama energético mundial nos obliga no sólo a anticipar los requerimientos energéticos futuros, sino también cómo traducimos nuestra dotación de recursos en una fuente de competitividad para el sector petrolero y gasífero venezolano.


La cesta de exportación venezolana ha cambiado durante las últimas décadas, como consecuencia de la menor producción de crudos ligeros y dulces y el incremento en la producción de petróleo pesado y extra pesado –proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco– y productos como el combustible fueloil. Esta migración presenta un grave problema a nivel ambiental: la producción de petróleo extra pesado es un proceso intensivo en el uso de energía 11 por lo que las emisiones asociadas a él se disparan; sin mencionar que el consumo de combustible fueloil también genera mayores emisiones a la atmósfera.

Si esto es así, es necesario considerar cuáles pueden ser los mercados futuros: según las INDC remitidas por China a la ONU, la nación plantea reducir su consumo de carbón para generación termoeléctrica en los próximos 20 años, por lo que podría pensarse que el uso de derivados del petróleo o incluso el coque puede convertirse en un sustituto al carbón en esas circunstancias. Mientras que en EEUU, aunque la expansión del petróleo extraído de las lutitas ha reducido las importaciones de crudo, el Departamento de Energía contempla necesidades significativas de insumos para producir diésel; si a esto le añadimos que una gran parte de la capacidad de refinación de pesados y extra pesados sigue en EEUU, se constituyen elementos para al menos preguntarse si es posible colocar los crudos de la Faja en estos mercados.

Tomando en cuenta lo anterior, la pregunta sobre costos y competitividad es aún más relevante, sobre todo al comparar los costos del petróleo extraído de la Faja con el obtenido de las arenas bituminosas en Canadá. Considerando el tamaño de las reservas de crudo extra pesado existentes en Venezuela, la pregunta no es trivial.

Por otra parte, el rol que ha ocupado históricamente el petróleo en Venezuela nos ha hecho prestar menos atención al desarrollo del gas natural como una fuente de competitividad para el sector. Los escenarios antes descritos nos invitan a pensar en el esquema de negocios y desarrollo industrial que permitan no sólo una mayor identificación de recursos sumados a los ya existentes –que sitúan a Venezuela en una posición muy relevante en el contexto de América Latina–, sino también ayuden a puntualizar oportunidades para generar mayor valor a partir del desarrollo de este hidrocarburo, no sólo por fines energéticos sino por otros usos industriales (como por ejemplo, la petroquímica), siempre en consideración de las restricciones que impone crecer en un mundo con recursos finitos y donde la última restricción la impone el planeta.

Ya varios actores internacionales han captado las señales de estos cambios y están preparándose en consecuencia: recientemente se ha hecho saber que Arabia Saudita planifica la creación de un fondo soberano valo-



rado en USD 2.000.000 MM (millones de millones de US\$) con el propósito de diversificar la economía saudí y disminuir su dependencia de los hidrocarburos. Para Venezuela, existen una serie de preguntas bastante concretas: ¿Tiene la industria venezolana una estrategia para enfrentar estos escenarios? ¿Cómo se puede asegurar los flujos de ingreso futuro de la industria que representa hoy en día el 96% de los ingresos en divisas del país? Estas preguntas sobre diversificación económica han permanecido casi por tanto tiempo como la explotación petrolera, y parece que aún hoy navegamos en una profunda incertidumbre al respecto.

Los retos que surgen a partir del cambio climático nos llevan en última instancia a pensar en el logro de la competitividad, independientemente de los sectores que terminen desarrollándose. En el caso del sector energético, estas preguntas involucran a múltiples actores que no sólo abarcan a las empresas y al Estado, sino a organizaciones como las universidades e institutos técnicos –investigación y desarrollo, así como la formación de capital humano son apenas algunas contribuciones necesarias desde estas organizaciones–. Este trabajo conjunto permitiría la aplicación comercial de productos que cubran la demanda energética al tiempo que se apoyen en la base de recursos geológicos existentes y logren la colocación de productos y servicios asociados para la creación de empleo y valor agregado a la economía.

La sociedad venezolana no puede –ni debe– aislarse de este debate, ya que en última instancia se trata de buscar el entorno político, institucional y social que sirva de apoyo para la desarrollo de sectores productivos competitivos. Pero también significa conocer los riesgos que se avecinan y presionar una agenda que nos ayude a prepararnos para el futuro, sin mayores postergaciones. De lo contrario, seguiremos víctimas de las circunstancias y pensando en lo que pudo haber sido.

Notas:

1 Energy Intensity Methodology, UN.

2 Valleys of Death. The Breakthrough Institute, 2011. Ver

3 The Emission Gap Report 2015. UNEP, 2015

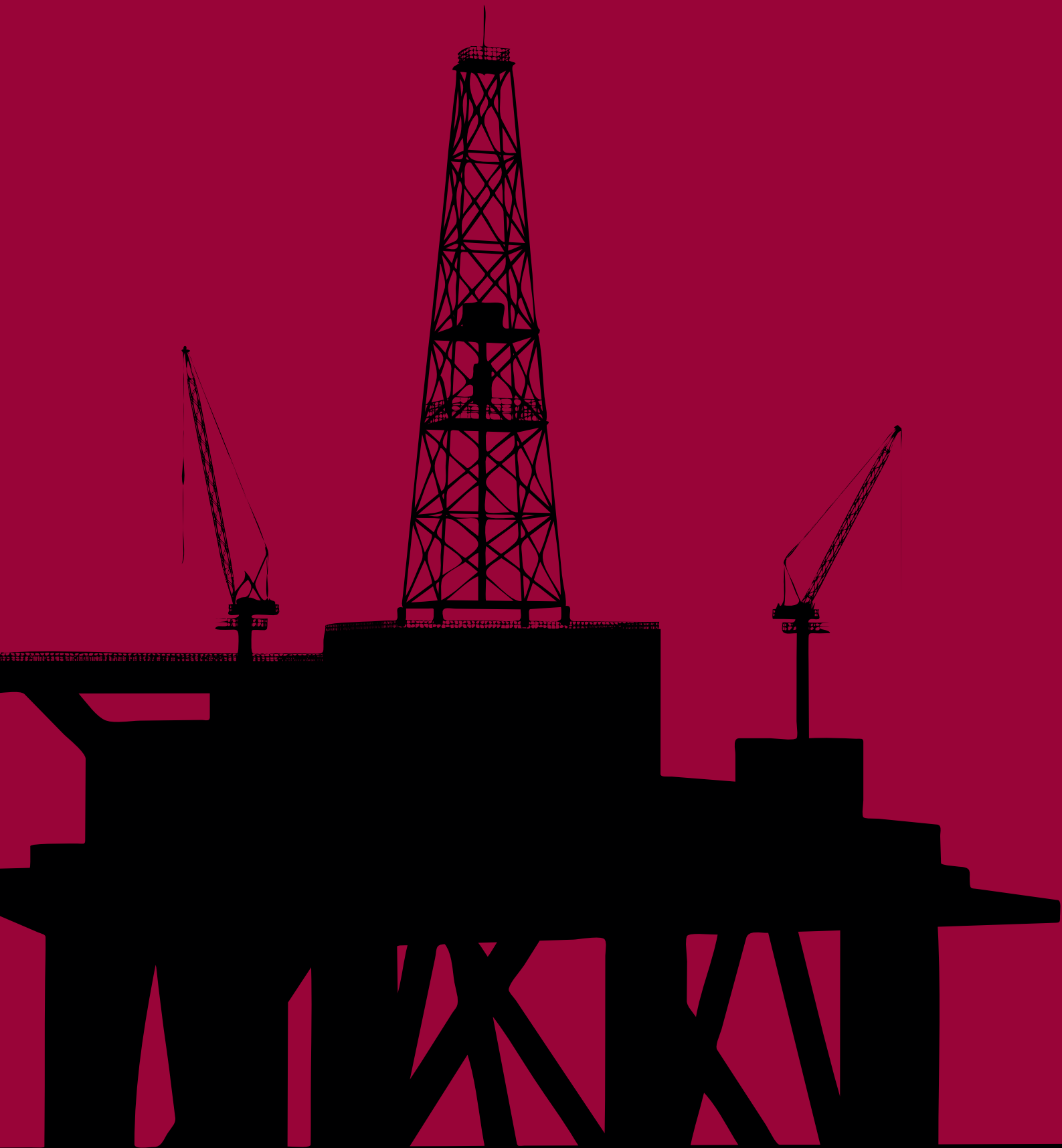
4 INSIDER: Why Are INDC Studies Reaching Different Temperature Estimates? World Resource Institute, 2015

5 La Energía y el Cambio Climático. IEA, 2015

6 Para más información sobre este proceso revisar “Storing CO2 through Enhanced Oil Recovery”. IEA, 2015.  
<http://prodavinci.com/2016/04/20/actualidad/el-futuro-petrolero-de-venezuela-y-la-cop-21-por-maria-alejandra-de-francesco-e-igor-hernandez/>

---







### **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 Fundador**

*Francisco Monaldi*  
Ph.D. Economía Política, Stanford. M.A.  
Economía, Yale

#### **Coordinador Académico**

*Ramón Key*  
PhD. y M.A. Economía, Colorado (Boulder)  
*Igor Hernández*  
PhD. (c) Rice, M.A. Economía, Duke

#### **Coordinador Administrativo**

*María Alejandra De Francesco*  
Economista, UCAB

#### **Investigadores**

*Armando Romero*  
Economista, Universidad de Carabobo  
*Diego Guerrero*  
Licenciado, Universidad Metropolitana  
*Armando Flores*  
Economista, UCAB

#### **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

**IESA, Sede Principal en Caracas - Venezuela**

Tel: (+58 212) 555 4260