IESA

VENEZUELA

LA ENERGÍA EN CIFRAS

# REPORTE 2016|2017

EL SECTOR PETROLERO Y GASÍFERO

IESA

# INDICE

## 01 Sector Petrolero 13

1. Panorama Petrolero 14
2. Precios del petróleo 16
3. Exploración y producción 19
   - a. Producción de Crudo Venezuela 20
   - b. Venezuela y la OPEP 25
   - b. Venezuela y América 28
   - c. Inversión en petróleo y gas 47
   - d. Producción por tipo de esquema 55
4. Refinación 65
   - a. Refinación Nacional 66
   - b. Refinación Internacional 67
5. Comercialización 70
6. Política fiscal y sector petrolero 82

## 02 Sector Gasífero 90

1. Reservas 91
2. Producción y consumo de gas Venezuela 94
3. Precio nacional del Gas 98
4. Precio internacional Gas 99

## PROYECCIONES 113

1. Proyecciones para el mercado de petróleo 113
2. Proyecciones para el mercado de gas 119
3. Proyección de la matriz de consumo energético mundial 123

# INDICE DE GRÁFICAS


**1.** Histórico del precio del crudo, precios de 2017 (1861-2017) ---- **16**
**2.** Cesta venezolana de petróleo, precios reales de 2017 (Enero 1993 –dic 2017) ---- **17**
**3.** Disminución de inventarios en USA y Producción de la OPEP (Ene-2005-Dic 2017) ---- **18**
**4.** Eventos que influenciaron los precios en 2017 ---- **19**
**5.** Reservas de crudo en el mundo y en Venezuela (2017) ---- **20**
**6.** Producción de crudo en Venezuela según la OPEP (febrero 2001 – dic 2017) ---- **21**
**7.** Producción de Venezuela según distintas fuentes (1980-2016) ---- **22**
**8.** Producción de crudo a nivel mundial (2017) ---- **22**
**9.** Reservas, producción y consumo interno (1980-2017) ---- **23**
**10.** Producción de crudo por gravedad API (1970-2016) ---- **24**
**11.** Producción de crudo por gravedad API (2016) ---- **24**
**12.** Producción OPEP 2016-2017 ---- **26**
**13.** Producción OPEP (1965-2017) ---- **27**
**14.** Producción comparada: Venezuela y OPEP, (2007-2017) ---- **28**
**15.** Producción comparada: Venezuela y América (base 2007-2017) ---- **29**
**16.** América: Producción comparada de crudo (1965-2017) ---- **29**
**17.** Producción comparada de crudo por regiones (1965-2017) ---- **30**
**18.** Participación de desembolsos por tipo de inversión (2016) ---- **47**
**19.** Desembolsos por tipo de inversión (2006-2016) ---- **48**
**20.** Taladros operativos en el mundo (Enero 2016– Dic 2017) ---- **49**
**21.** Taladros operativos en el mundo y precio WTI (Enero 2000 – Dic 2017) ---- **50**
**22.** Taladros operativos de petróleo y gas en Venezuela (enero 2001 – diciembre de 2017) ---- **51**
**23.** Venezuela: Taladros operativos y producción de crudo (Enero 2001 – Diciembre de 2017) ---- **51**
**24.** PDVSA: Inversión en hidrocarburos vs Contribución y aportes para el desarrollo social (2006-2016) ---- **52**
**25.** PDVSA: Inversión vs gasto social (Fonden, programas sociales y misiones) (2006-2016) ---- **53**
**26.** Gasto social: informe de gestión vs informe financiero (2006-2016) ---- **54**
**27.** Producción por tipo de contrato en Venezuela (2016) ---- **55**
**28.** Producción por tipo de contrato (1990-2016) ---- **56**
**29.** Producción por tipo de contrato como porcentaje de la producción (1990-2016) ---- **56**
**30.** Producción de crudo empresas mixtas (2017) ---- **57**
**31.** Producción por cuenca (1970-2016) ---- **58**
**32.** Capacidad nominal de refinación de PDVSA (2016) ---- **65**
**33.** Volumen de petróleo procesado en refinerías nacionales (2011-2016) ---- **66**
**34.** Insumos destinados a procesos y mezclas en refinerías nacionales (2011-2016) ---- **67**

# INDICE DE GRÁFICAS


**35.** Volumen de petróleo procesado en refinerías internacionales (2011-2016) ---- **68**
**36.** Volumen de crudo procesado Venezuela (1980-2017) ---- **69**
**37.** Exportaciones de petróleo y productos (2010-2016) ---- **70**
**38.** Exportaciones de crudo y productos por región (2016) ---- **71**
**39.** Exportaciones crudo y productos por país de destino (2016) ---- **71**
**40.** Exportaciones de crudo y productos por región de destino (2006-2016) ---- **72**
**41.** Exportaciones de productos por tipo (2004-2016) ---- **72**
**42.** Importaciones por tipo de producto desde Estados Unidos (2004-2017) ---- **74**
**43.** Volumen de exportación de crudo y exportaciones por trabajador de PDVSA (1955-2016) ---- **75**
**44.** Resultados anuales de PDVSA (2004-2016) ---- **84**
**45.** Partidas con mayores cambios entre 2015 y 2016 ---- **84**
**46.** Exportaciones petroleras y totales de Venezuela (1997-2017) ---- **85**
**47.** Aportes a la Nación y precio real del crudo (2006-2016) ---- **86**
**48.** Aportes presupuestarios a la Nación (2006-2016) ---- **87**
**49.** Aportes no presupuestarios u "Off-Budget" (2006-2016) ---- **87**
**50.** Contribuciones sociales y precio de la cesta real Venezolana (2016=100) ---- **88**
**51.** Financiamiento neto del BCV a PDVSA (enero 2010 – diciembre 2016) ---- **89**
**52.** Financiamiento neto del BCV a empresas públicas no financieras (Enero de 2014-diciembre de 2017) ---- **89**
**53.** Reservas probadas de gas natural en Venezuela (1980-2017) ---- **92**
**54.** Distribución de las reservas de gas por cuenca (2016) ---- **93**
**55.** Producción y consumo de gas natural de Venezuela (1970-2017) ---- **94**
**56.** Producción de gas no asociado por región (2016) ---- **95**
**57.** Disponibilidad de gas por origen (2016) ---- **96**
**58.** Precio nacional e internacional del gas natural comparado (1998-2017) ---- **98**
**59.** Precio internacional mensual del gas natural (enero 1990-julio 2017) ---- **99**
**60.** Pasivos con mayores cambios en el balance de deuda financiera de PDVSA S.A y sus filiales entre 2016 y 2017 **109**
**61.** Deuda y meses promedio de pago a proveedores PDVSA ---- **110**
**62.** Producción de crudo proyectada por región (2017-2040) ---- **114**
**63.** Crecimiento de mayores productos de crudo a nivel mundial (2017=100) ---- **114**
**64.** Producción de crudo proyectada para América Latina (2017-2040) ---- **115**
**65.** Proyecciones de crecimiento de la producción de América Latina (2017=100) ---- **115**
**66.** Proyecciones de participación OPEP y No-OPEP ---- **116**
**67.** Producción de crudos no convencionales ---- **116**
**68.** Proyecciones de demanda de petróleo por región (2017-2040) ---- **117**

# INDICE DE GRÁFICAS


**69.** Proyecciones de demanda de petróleo de China e India (2017-2040) ---- **118**
**70.** Demanda mundial de crudo por sectores. Escenario de nuevas políticas (2017-2040) ---- **118**
**71.** Proyección de los países con mayor producción de gas natural (2017-2040) ---- **119**
**72.** Crecimiento proyectado en la producción por región (2017=100) ---- **120**
**73.** Producción mundial de gas natural (2017-2040) ---- **121**
**74.** Consumo de gas proyectado por país (2017-2040) ---- **122**
**75.** Crecimiento demanda de gas por sectores (2017-2040) ---- **123**
**76.** Proyección de la matriz de consumo energético (2017-2040). Escenario de Nuevas Políticas ---- **124**


# INDICE DE TABLAS


Tabla 1. Sector petrolero 2016 ---- 14
Tabla 2. Sector petrolero 2017 ---- 15
Tabla 3. Gasto social: diferencias contables, millones de USD. (2006-2016) ---- 54
Tabla 4. Refinerías de PDVSA en el mundo (2015-2016) ---- 68
Tabla 5. Exportaciones de productos por tipo (2006-2016) ---- 73
Tabla 6. Resumen de estados financieros consolidados de PDVSA (2013-2016, millones de dólares) ---- 83
Tabla 7. Reservas, producción y consumo comprado de gas (2017) ---- 92
Tabla 8. Resumen de balances de deuda financiera consolidados de PDVSA (2015-2017, millones de dólares) ---- 108
Tabla 9. Préstamos de China a Venezuela en materia energética, minería e infraestructura ---- 111
Tabla 10. Suministro de crudo a China por Fondo Chino (MBD) ---- 112

# 03

# ARTICULOS

## ESPECIALES


**1. Reflexiones sobre el colapso y la recuperación de la industria petrolera en Venezuela.**
Por Ramón Key y Claudina Villarroel ..... 31

**2. ¿Por qué se permitió el colapso de Pdvsa?**
Por Luis Oliveros ..... 59

**3. Una mirada a las exportaciones petroleras venezolanas**
Por Igor Hernández ..... 76

**4. Una visión de la industria de hidrocarburos**
Por Andrés Guevara ..... 100

# Notaciones, abreviaturas y acrónimos

**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
**mmmcd:** miles de millones de metros cúbicos diarios
**mmmpcd:** miles de millones de pies cúbicos diarios

## Acrónimos

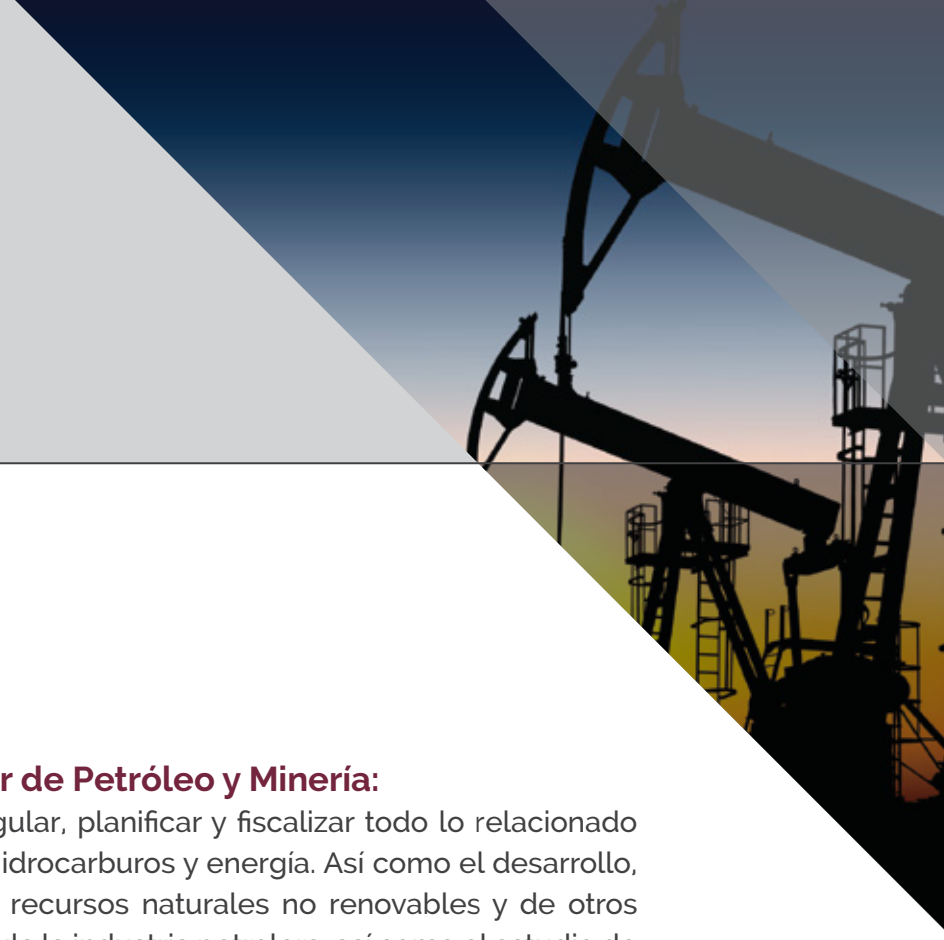
**BCV:** Banco Central de Venezuela
**BP:** British Petroleum
**EIA:** Departamento de Información de Energía de Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration)
**FMI:** Fondo Monetario Internacional
**IEA:** Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
**MEFBP:** Ministerio 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 2016-2017 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) y variedad de agencias 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 en Venezuela y a nivel mundial. La tercera parte del reporte cuenta con temas de interés como la Deuda de PDVSA y el Fondo Chino. Finalmente el reporte anual exhibe proyecciones mundiales de producción y consumo de petróleo, gas y otras fuentes de energías para el 2040.

# ENTORNO INSTITUCIONAL
## Principales actores



**• Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería:**
Es el organismo encargado de regular, planificar y fiscalizar todo lo relacionado con las actividades del sector de hidrocarburos y energía. Así como el desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos. Además, regula la industria petrolera, así como el estudio de mercado y análisis y fijación de precios de los productos de petróleo.

**• Ministerio Del poder popular para la energía eléctrica:**
Es el organismo encargado de la formulación, seguimiento y la evaluación de políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico.

**• Ministerio del Poder Popular para Ecosocialismo y Aguas:**
Es el órgano de regular y fiscalizar mediante una relación armónica entre el hombre y la naturaleza, la garantía del uso y aprovechamiento racional, óptimo y sostenible de los recursos naturales, respetando los procesos y ciclos de la naturaleza.

**• Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA):**
Empresa nacional que se encarga de la exploración, la producción, la manufactura, el transporte y el mercadeo de los hidrocarburos bajo un conjunto de normativa que regula al sector.

**• Corporación Venezolana del Petróleo (CVP):**
Filial de PDVSA que controla y administra lo concerniente a los negocios que se realizan con otras empresas petroleras de capital nacional o extranjero.

# EMPRESAS MIXTAS

## constituidas hasta el 2016

| Empresas Mixtas | Fecha de constitución | Socios | Participación del socio (%) | Pais | División |
|---|---|---|---|---|---|
| Petro quiriquire. S.A (quiriquire) | 21/8/06 | REPSOL | 40,00 | España | División Furrial |
| Boquerón S.A | 11/10/06 | Boquerón Holdings | 26,67 | Holanda | |
| | | PEI | 13,33 | Austria | |
| Petrowarao, S.A (Pedernales) | 9/8/06 | PERENCO | 40,00 | Francia | División costa afuera |
| Petrosucre S.A | 19/12/07 | ENI | 26,00 | Italia | |
| Petrolera Paria, S.A | 19/12/07 | SINOPEC | 32,00 | China | |
| | | INE OIL & Gas INC | 8,00 | Venezuela | |
| Petrolera Guiria, S.A | 10/1/08 | ENI | 19,50 | Italia | |
| | | INE OIL & Gas INC | 16,25 | Venezuela | |
| Petroregional Regional del Lago S.A. | 10/8/06 | SHELL | 40,00 | Holanda | División Lago |
| Petro Independiente S.A | 11/8/06 | Chevron | 25,20 | EE.UU. | |
| LagoPetrol S.A. | 27/12/07 | Integra Oil and Gas SAS | 26,35 | Francia | |
| | | Ehcopek | 3,10 | Venezuela | |
| | | CIP | 1,55 | Venezuela | |
| Petrowarao S,A (Ambrosio) | 9/8/06 | Perenco | 40,00 | Francia | |
| Petrolera Sino-venezolana, S.A (Intercampo) | 28/11/06 | CNPC | 25,00 | China | |
| Petrolera Bielovenezolana, S.A. (Bloque X) | 14/12/07 | UEPB | 40,00 | Bielorrusia | |
| Petroboscán, S.A | 11/8/06 | Chevron | 39,20 | EE.UU. | División costa occidental del lago |
| | | INEMAKA | 0,80 | Venezuela | |
| Baripetrol, S.A | 9/8/06 | Suizum | 17,50 | Portugal | |
| | | PFC | 5,00 | Venezuela | |
| | | PERENCO | 17,50 | Francia | |
| Petroperijá | 21/9/06 | D.Z.O | 40,00 | Holanda | |
| Petrowayu, S.A | 4/9/06 | PETROBRAS | 36,00 | Brasil | |
| | | Williams International Oil & Gas | 4,00 | EE.UU. | |
| Petrourdaneta, S.A | 3/4/12 | Odebrecht E & P | 40,00 | España | |
| Petrocabimas, S.A | 2/10/06 | SEPCA | 40,00 | Venezuela | División costa oriental del lago |
| Petrocumarebo, S.A | 24/10/06 | PFC | 40,00 | Venezuela | |
| Petrozamora, S.A | 4/5/12 | Gazprombank | 40,00 | Rusia | |
| Petroquiriquire S.A (Mene grande) | 21/8/06 | REPSOL | 40,00 | España | |
| Petrolera Indovenezolana, S.A | 8/4/08 | ONGC | 40,00 | India | División Junín |
| Petrocedeño, S.A | 11/12/07 | TOTAL | 30,32 | Francia | |
| | | Statoil | 9,68 | Noruega | |
| Petro San Felix, S.A | 25/3/96 | - | - | - | |
| Petromiranda, S.A | 20/4/10 | Consorcio Nacional Petrolera | 40,00 | Rusia | |
| Petromacareo, S.A | 17/9/10 | Petrovietnam | 40,00 | Vietnam | |
| Petrourica, S.A | 14/12/10 | CNPC | 40,00 | China | |
| Petrojunin, S.A | 15/12/10 | ENI | 40,00 | Italia | |
| Petrodelta, S.A | 3/10/07 | DP Delta Finance B.V | 40,00 | EE.UU. | División Carabobo |
| Petrolera Sinovensa, S.A | 1/2/08 | CNPC | 40,00 | China | |
| Petromonagas, S.A | 21/2/08 | Rosneft Energy GMBH | 40,00 | Rusia | |
| Petrocarabobo, S.A | 25/6/10 | REPSOL exploración, S.A | 11,00 | España | |
| | | Petrocarabobo Ganga | 11,00 | Países Bajos | |
| | | Indoil, Netherlands B.V | 7,00 | Países Bajos | |
| Petro independencia, S.A | 25/6/06 | Chevron | 34,00 | EE.UU. | |
| | | JCU | 5,00 | Reino Unido | |
| | | Suelopetrol | 1,00 | Venezuela | |
| Petrovictoria, S.A | 14/11/13 | Rosneft | 40,00 | Rusia | |

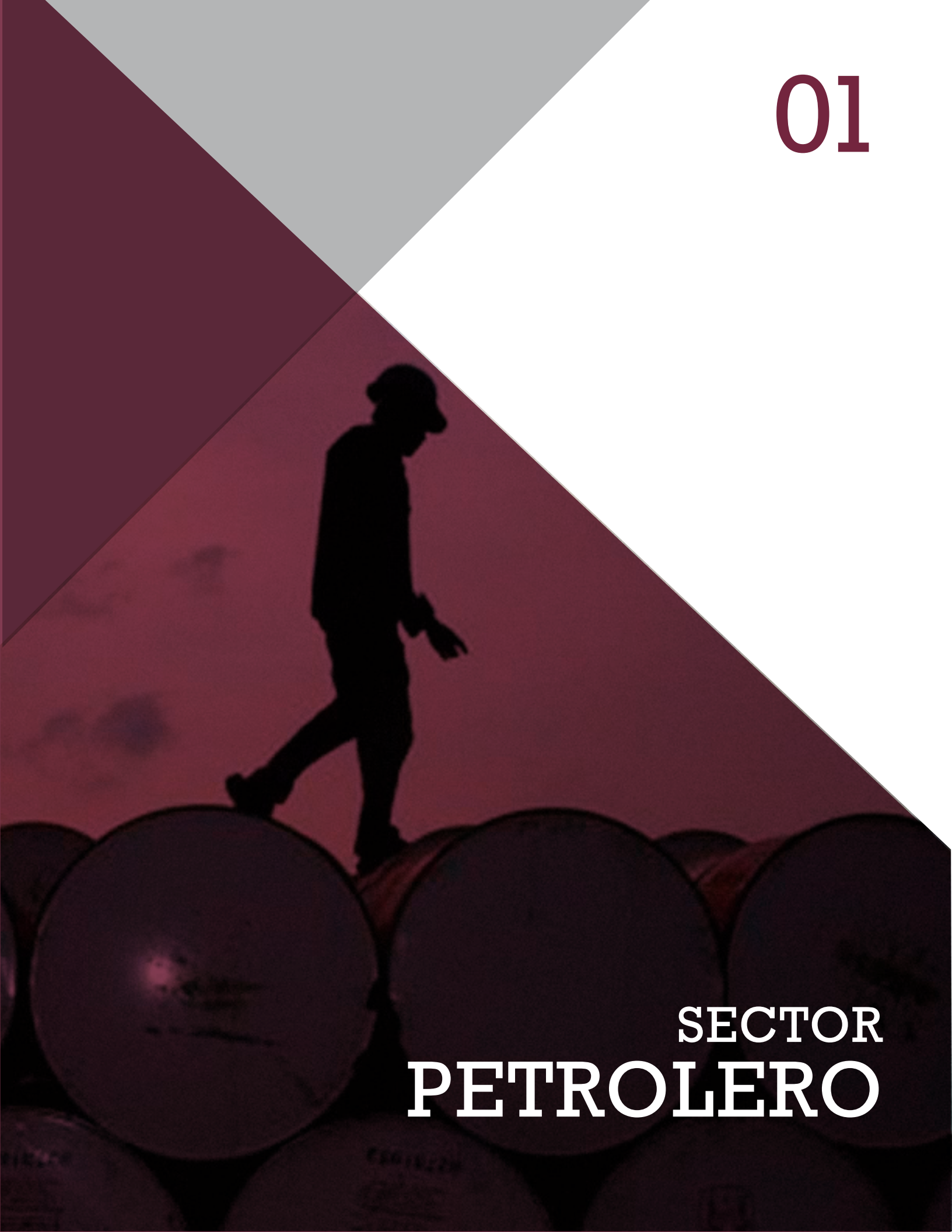
Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)

# EMPRESAS MIXTAS
## constituidas hasta el 2016

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Petrokariña, S.A | 31/8/06 | PETROBRAS | 29,20 | Brasil | |
| | | Inversora Mata | 10,80 | Venezuela | |
| Petroven-Bras, S.A | 4/9/06 | PETROBRAS | 29,20 | Brasil | |
| | | Coroil | 10,80 | Venezuela | |
| Petroritupano, S.A. | 4/9/06 | PETROBRAS | 22,00 | Brasil | |
| | | Venezuela US | 18,00 | EE.UU. | |
| Petronado, S.A | 15/9/06 | CGC | 26,00 | Argentina | |
| | | Petroamazonas EP | 8,36 | Ecuador | |
| | | KNOC | 5,64 | Korea | |
| Petrocuragua, S.A | 18/10/06 | OPEN | 12,00 | Venezuela | |
| | | CIP | 28,00 | Venezuela | División Ayacucho |
| Petrozumano, S.A | 6/11/07 | CNPC | 40,00 | China | |
| Petrolera Kaki, S.A | 28/11/06 | INEMAKA | 22,67 | Venezuela | |
| | | Inversiones Polar, S.A | 17,33 | Venezuela | |
| Petrolera Vencupet | 3/12/10 | - | - | - | |
| Petrolera SinoVenezolana, S.A. (Caracoles) | 28/11/06 | CNPC | 25,00 | China | |
| Petrolera Bielovenezolana, S.A. (Guara Este) | 14/12/07 | UEPB | 40,00 | Bielorrusia | |
| Petropiar | 19/12/07 | Chevron | 30,00 | EE.UU. | |
| Petrolera Venangocupet, S.A | 26/11/07 | Comercial Cupet, S.A | 20,00 | Cuba | |
| | | Sonangol Pesquisa & Producao,S.A | 20,00 | Angola | |
| Petroguárico, S.A | 25/10/06 | Teikoku | 30,00 | Japón | División Boyacá |

Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)

01



# SECTOR PETROLERO

# Panorama Petrolero

## Tabla sector petrolero 2016

| | | Reservas (miles de millones de barriles) | Producción (millones de barriles diarios) | Consumo (miles de barriles diarios) |
|---|---|---|---|---|
| Mundo | | 1.707 | 92,15 | 96.558 |
| América | | 555 | 26,74 | 30.819 |
| Venezuela | Crudo convencional | 22,78 | 0,974 | |
| | Crudo pesado y extrapesado | 279,47 | 1,49 | |
| | Total [1] | 302 | 2,410 - 2,466 | 611-510 |
| Proporción de Reservas de Crudo Convencional [2] | | | Proporción de Producción Total | Proporción de Consumo Total |
| Venezuela / Mundo | | 2% | 2,62%-2,67% | 0,53%-0,63% |
| Venezuela / América | | 21% | 8,8%-8,98% | 1,65%-1,98% |
| Proporción de Reservas totales [3] | | | | |
| Venezuela / América (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado) | | 54,46% | | |
| Venezuela / Mundo (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado) | | 17,71% | | |

**Fuente:** Statistical Review of World Energy (BP, 2017), Informe de Gestión Anual (PDVSA, 2016)

[1] Rango de producción y consumo responde a diversidad de cifras según la fuente consultada

[2] Incluye condensados, livianos y medianos. No incluye gas húmedo

[3] Incluye condensados, livianos, pesados y extrapesados

# Panorama Petrolero

## Tabla sector petrolero 2017

| | | Reservas (miles de millones de barriles) | Producción (millones de barriles diarios) | Consumo (miles de barriles diarios) |
|---|---|---|---|---|
| Mundo | | 1.695 | 92,64 | 98.186 |
| América | | 556 | 27,29 | 31.013 |
| Venezuela | Total [1] | 303 | 2,11 | 505 |
| Proporción de Reservas totales [2] | | | | |
| Venezuela / América (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado) | | 54,50% | 7,73% | 1,63% |
| Venezuela / Mundo (Incluye reservas de crudo convencional y extrapesado) | | 17,88% | 2,28% | 0,51% |

Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018).

[1] Rango de producción y consumo responde a diversidad de cifras según la fuente consultada

[2] Incluye condensados, livianos, pesados y extrapesados

# Precio del Petrolero

En el año 2017 el precio real del crudo fue de 54,19 USD/b, representando un incremento de 21% respecto al precio real del año anterior. Durante este año el precio real evidenció una tendencia al alza llegando a registrar valores cercanos a los 60 USD/b, superando los registrados en el año 2016 (promedio anual 44,05 USD/b). De igual manera, el precio corriente anual de la cesta venezolana fue de 46,66 USD. En términos reales experimentó un incremento interanual de 37,8%.

A partir del primer trimestre del 2017, se evidencia una recuperación en el precio real de la cesta venezolana, por encima de 40 USD/b. A final de año, se registró valores mayores a los 50 USD/b, siendo superior al comportamiento del año 2016, cuando el precio osciló entre 25,03 USD/b y 43,45 USD/b.

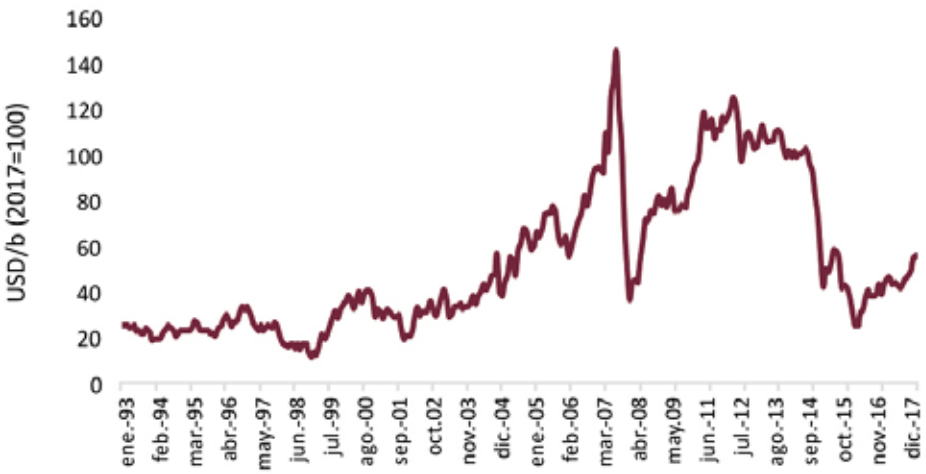
Con respecto a la variación mensual de los precios, en diciembre de 2017 se registró una variación interanual de 29%. Dicho incremento en el precio real de la cesta venezolana se evidenció a partir del mes de junio, pasando de 41,02 USD/b a 55,92 USD/b en diciembre. De esta manera, a pesar de que en el primer semestre del año 2017 no experimentó valores superiores a los 50 USD/b, la cesta venezolana evidencia una variación mensual creciente con respecto a la registrada en el año 2016.

**Gráfico 1:** Histórico del precio del crudo, precios de 2017 (1861-2017)

**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018) y FRED (St. Louis FED, 2018) 1**

**1** Desde 1861 hasta 1994 cesta promedio de Estados Unidos. Desde 1945 hasta 1983, crudo liviano árabe publicado en Ras Tanura.1984-2017 precio del Brent. Deflactado usando el IPC de Estados Unidos

**Gráfico 2. Cesta venezolana de petróleo, precios reales de 2017 (Enero 1993 –dic 2017)**



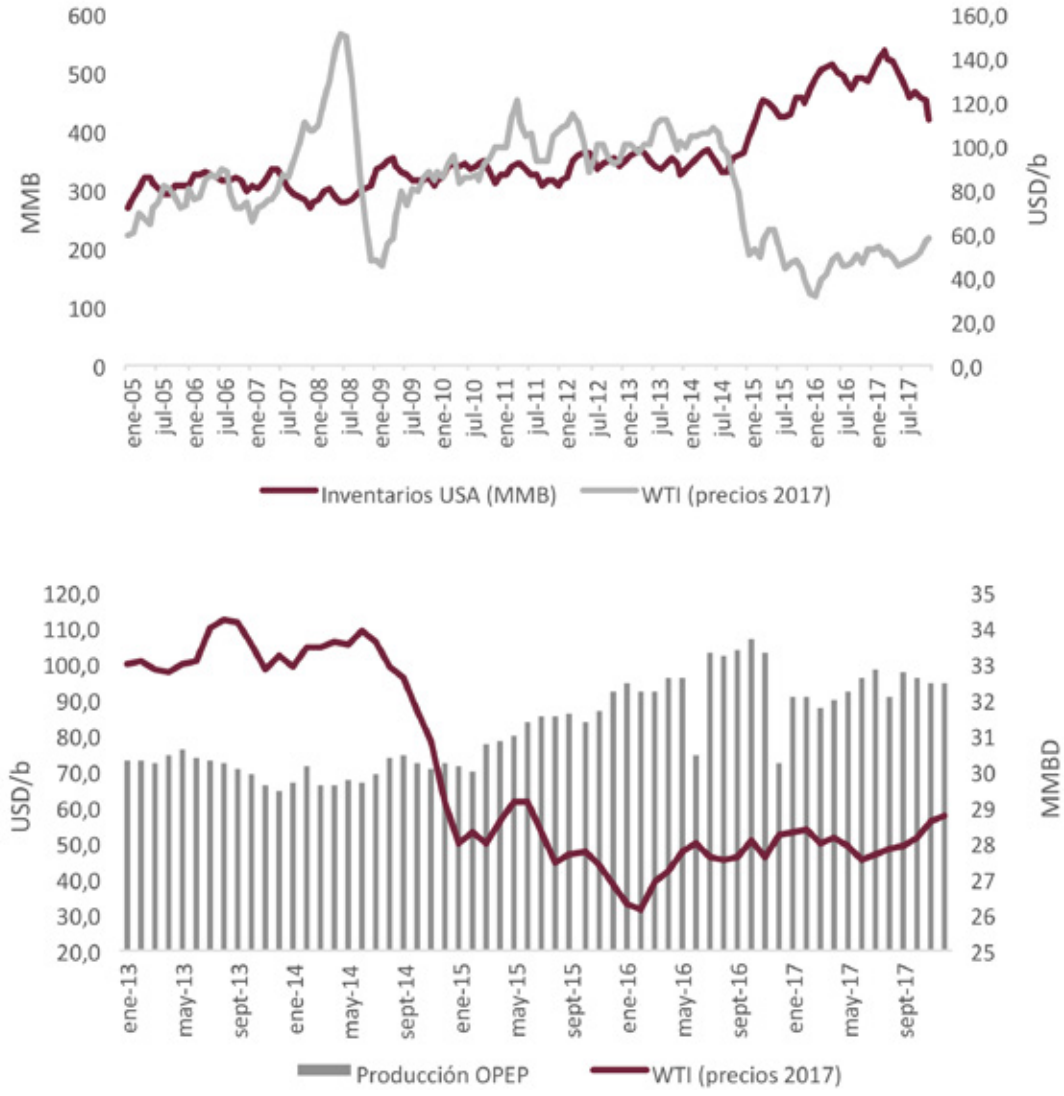

**Fuente: MENPET, Federal Reserve Bank of St. Louis, cálculos propios**

Durante el año 2017, distintos factores incidieron en las fluctuaciones de los precios a nivel mundial. Entre estos eventos puede mencionarse factores relacionados con el incremento en la demanda de crudo, a causa del crecimiento económico a nivel mundial (3,76% para el año 2017), además se experimentó una reducción de la oferta mundial, influenciada por los recortes de producción de la OPEP. Estos eventos causaron un déficit de oferta en el mercado de crudo mundial, el cual se cubrió por medio de la desacumulación de inventarios.

De esta manera, puede mencionarse la relevancia respecto a la influencia en la reducción de inventarios de crudo de Estados Unidos, evidenciando una caída de 17% durante el periodo de enero a diciembre de 2017, siendo 421,125 MMB el último mes. Asimismo, es relevante mencionar, que la OPEP registró una reducción en su producción para el año 2017, con una caída de 150 MBD, respecto al año anterior. De igual manera, el acuerdo de dicha organización estableció un límite en la producción de crudo en un rango de 32,50 MMBD a 33 MMBD, lo cual generó expectativas en el mercado a nivel mundial.

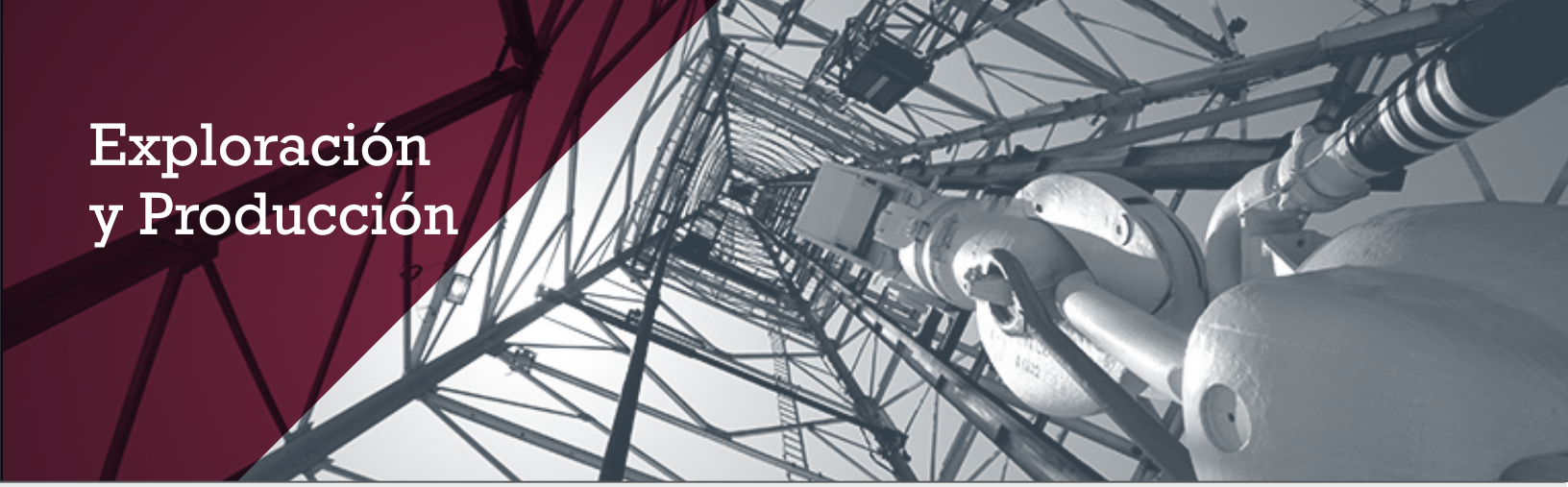
Por otra parte, otros eventos que influenciaron la tendencia al alza en los precios del crudo indirectamente, fueron las tensiones geopolíticas en Venezuela, así como entre Estados Unidos y Corea del Norte, Arabia Saudita y Qatar, además de elecciones en Medio Oriente. Además, la ocurrencia de desastres naturales como el Huracán Harvey, Irma y María causaron un impacto negativo en las infraestructuras de refinación del mercado petrolero estadounidense en el estado de Texas, generando en la comercialización de crudo, así como expectativas en el mercado petrolero.

**Gráfico 3. Disminución de inventarios en USA y Producción de la OPEP (Ene-2005-Dic 2017)**




**Fuente: EIA, Federal Reserve Bank of St. Louis y OPEP**

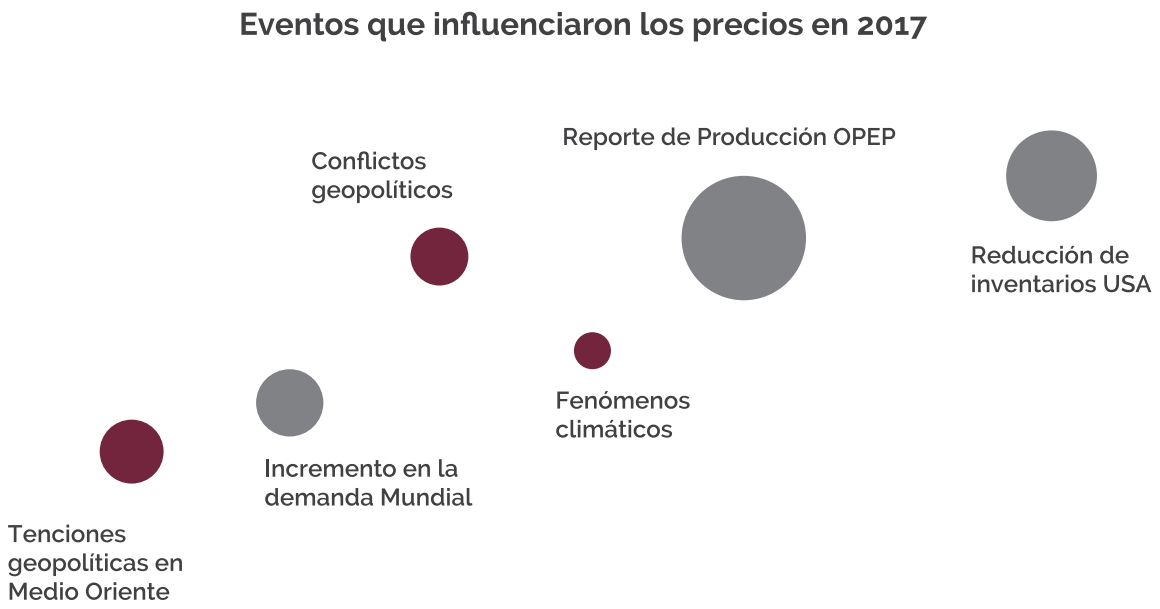
# Exploración y Producción



En el año 2017, las reservas de petróleo de Venezuela se registraron en 303 MMMB, según último informe de BP. De esta manera, las reservas de petróleo venezolano representaron el 18% a nivel mundial, además de ser el principal país con reservas en Sudamérica con un 92% del total de la región; si se incluye a Norteamérica esta participación se reduce a 55% del total. Por otra parte, a nivel mundial la mayor proporción de reservas pertenece al Medio Oriente, siendo un 48% y la menor proporción a Asia-Pacífico con un 3% de la participación total.

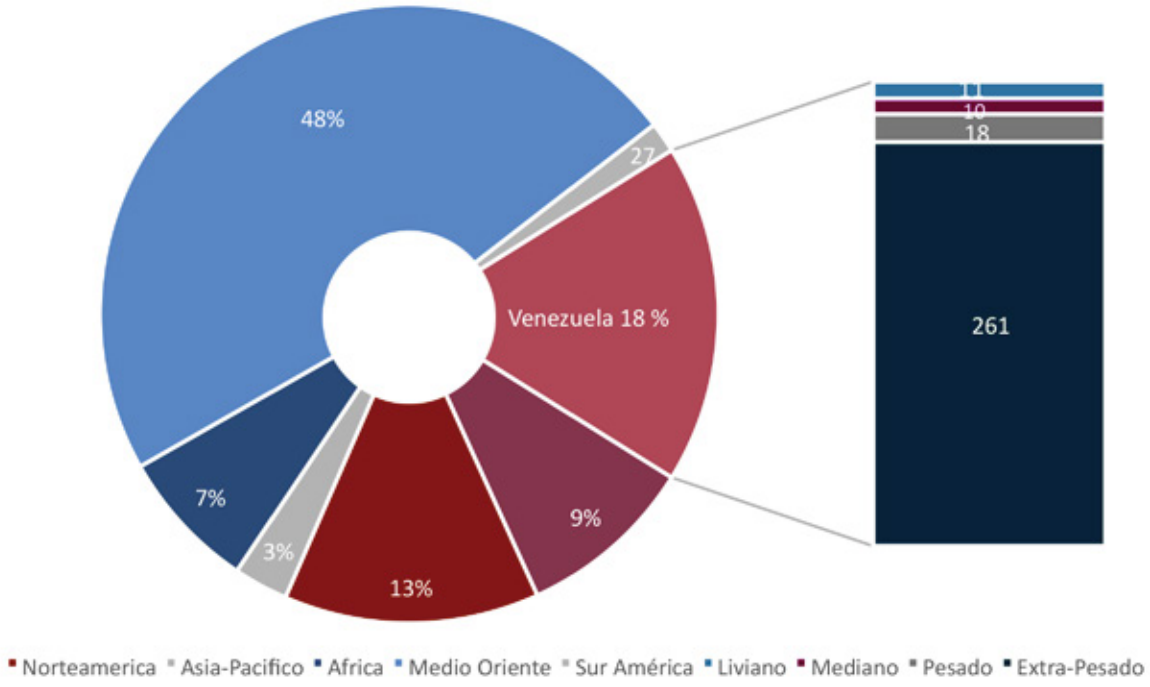
Por otro lado, según informe de Gestión de PDVSA, para el año 2016, se registraron 261 MMMB de reservas de crudo extrapesado, ubicado en la faja petrolífera del Orinoco, representando un 87% del total de reservas del país. Respecto a las reservas de crudo pesado, representaron un 6% del total, además las reservas de crudo liviano y mediano un 7%.

**Gráfico 4 : Eventos que influenciaron los precios en 2017**




**Fuente:CIEA**

**Gráfico 5. Reservas de crudo en el mundo y en Venezuela (2017)**




**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018), Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

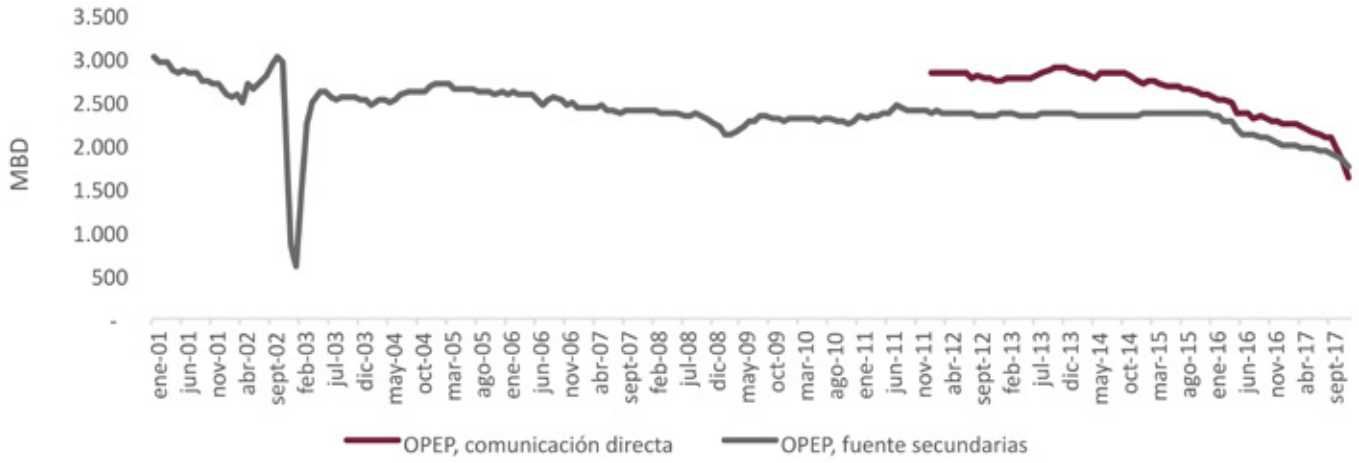
# Producción de Crudo Venezuela

Durante los últimos 5 años, la producción de crudo venezolano ha experimentado una tendencia a la baja, lo que deriva en una caída sostenida en el nivel de ingresos por ventas petroleras del país. Estas dificultades en el ámbito financiero, sugieren interrupciones operacionales, retrasos en el pago de proveedores, caída en las exportaciones, entre otros.

Para el año 2017, según la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se registró una producción de 2.072 MBD de acuerdo a comunicación a directa y 1.927 MBD según fuentes secundarias, representando una caída anual de 13% y 11%, respectivamente. El nivel de dicha producción se compara con cantidades producidas en el país hace 23 años.

Adicionalmente, el último anuario estadístico de BP, registró la producción de crudo del país en 2.110 MBD para 2017, lo cual indica una caída de 12% respecto a la cifra que dicho anuario publicó para el año 2016.

**Gráfico 6: Producción de crudo en Venezuela según la OPEP (febrero 2001 – dic 2017)**



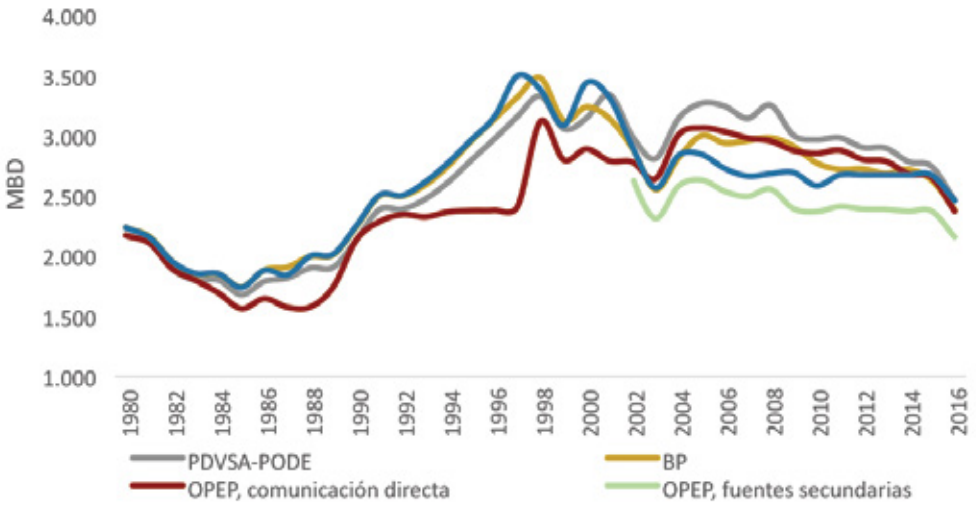

**Fuente: Monthly Oil Market Report (OPEP, varios años).**

**[1] 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.**

El último Informe de Gestión Anual de PDVSA, reporta una producción de crudo de 2.466 MBD para el 2016, representando una disminución de 10% respecto al año anterior y de 24% respecto a la producción registrada hace 10 años, cuando se alcanzó una producción de 3.245 MBD.

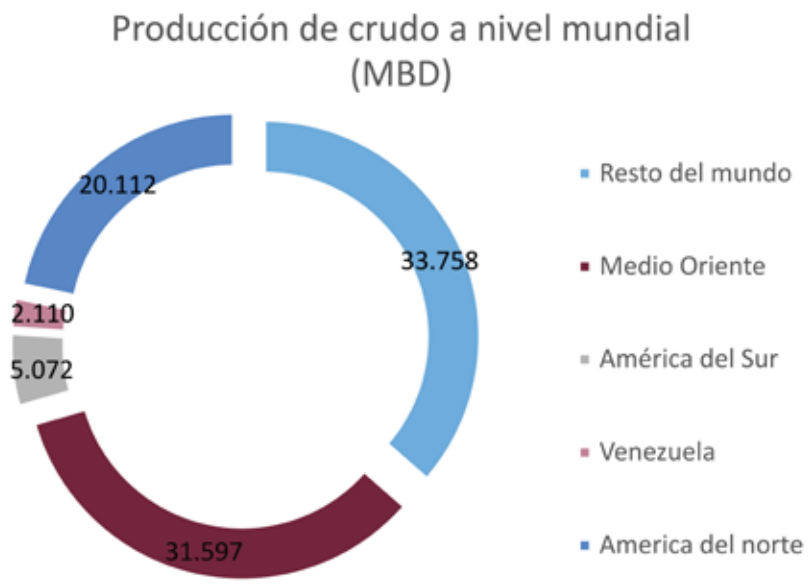
La producción venezolana durante la última década muestra una tendencia al declive. En el año 2017, esta tendencia se agudizar a partir del mes de octubre donde la producción de crudo se registró por debajo de los 1.900 MBD, llegando experimentar un mínimo en el mes de diciembre de 1.745 MBD, lo cual representa una disminución de 14% respecto al año anterior y un nivel de producción similar a la década de los setenta. El 2017 se caracterizó por una caída constante en la producción de crudo durante los 12 meses (promedio de caída mensual 24 MBD).

**Gráfico 7: Producción de Venezuela según distintas fuentes (1980-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017), PODE (MENPET, 2012),**
Statistical Review of World Energy (BP, 2017), Annual Statistical Bulletin (OPEP, 2017), International Energy Statistics (EIA, 2017) 1.1 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 (2017) corresponde a producción de crudo. OPEP (2017) corresponde a datos de producción promedio de crudo. EIA (2016) publicó datos de crudos y otros líquidos para Venezuela hasta 2014.

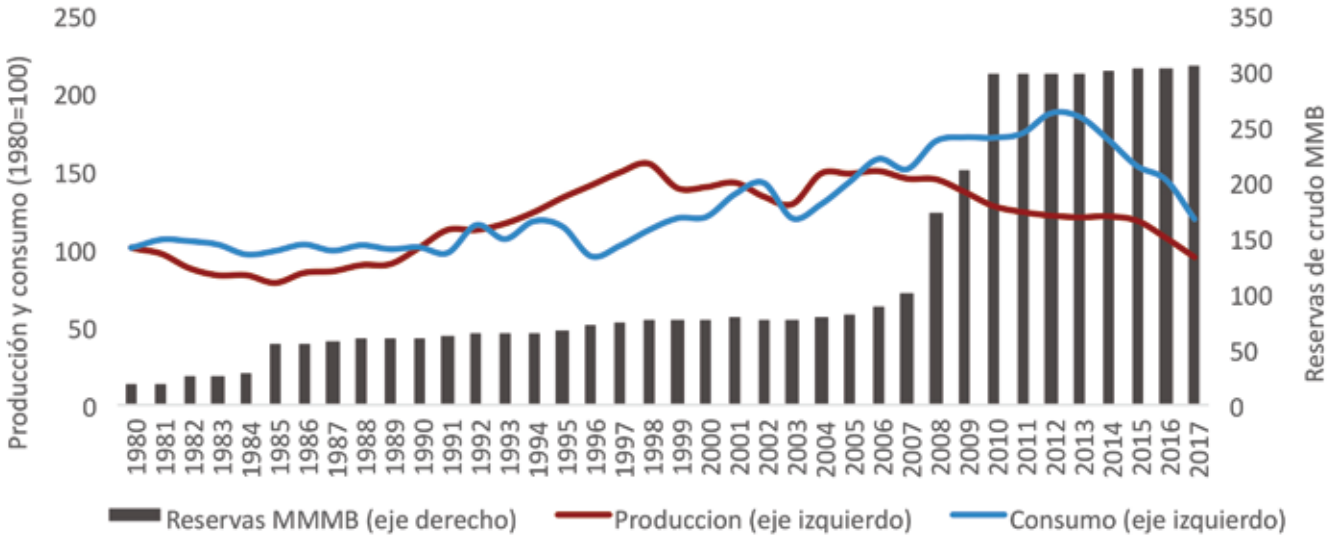
**Gráfico 8 Producción de crudo a nivel mundial (2017)**




**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018)**

Para el año 2017, Medio Oriente fue el principal productor de crudo con una participación de 34% del total en el mundo. Por otra parte, América del Norte representó el 22% de la producción total, influenciada por la producción de petróleo Estados Unidos, la cual registró 13.057 MBD. Por último, la producción de Venezuela representó 29% de la producción de América del Sur, disminuyendo la participación con respecto al año anterior en 3%.

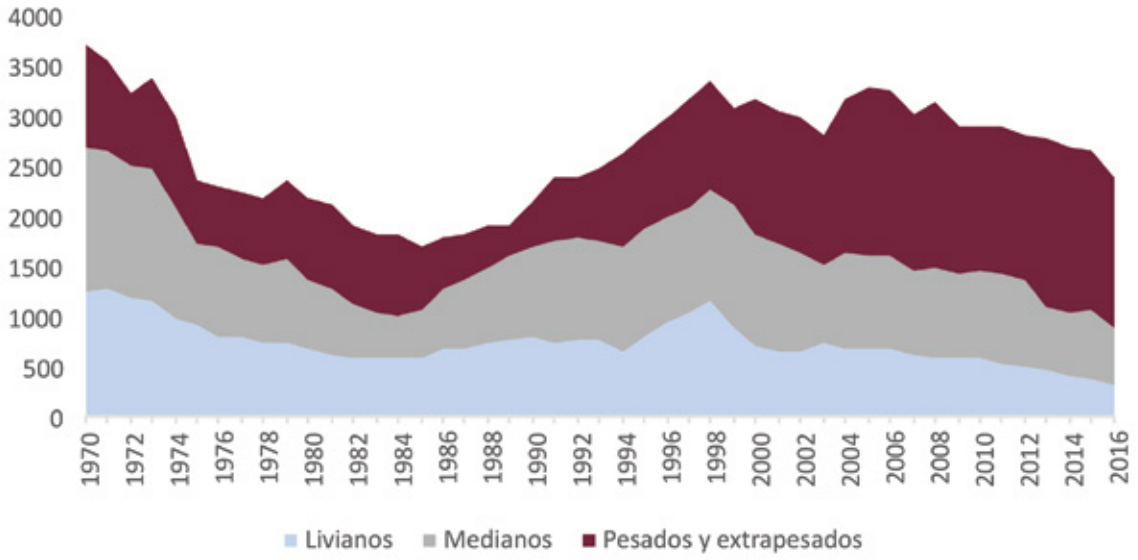
**Gráfico 9: Reservas, producción y consumo interno (1980-2017)**




**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018) y CIEA y cálculos propios.**

Durante los últimos 36 años, las reservas de crudo venezolano han experimentado una tendencia creciente, pasando de 20 MMMB en la década de los ochenta a 303 MMMB en el año 2017. Por otra parte, para el periodo 1980-2017, la producción y el consumo han registrado un promedio de 2.645 MBD y 539 MBD, respectivamente. Asimismo, comparando los niveles de producción y el consumo en 2017 respecto al 2007, se ha evidenciado un declive de 35% y de 21%, respectivamente.

**Gráfico 10. Producción de crudo por gravedad API (1970-2016)**

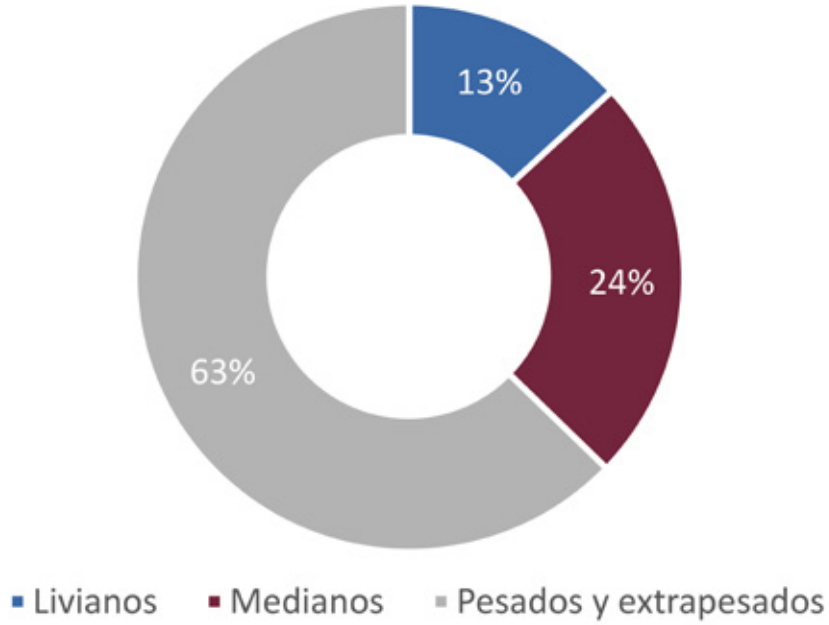



**Fuente: PODE (MENPET, 2012) e Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

Venezuela muestra una tendencia al declive en su producción total de crudo desde el año 1997. Según el último Informe de Gestión de PDVSA, los crudos livianos y medianos han presentado una disminución en la contribución a la producción total, ubicándose en 313 MBD y 573 MBD para el 2016, respectivamente. La caída de 2016 respecto a 1997 de 69% para los crudos livianos y de 46% para los medianos.

Por otro lado, la producción de crudo extra-pesado, fue de 1.492 MBD para el 2016, representando un incremento de 38% en relación a 1997. De esta manera, los crudos pesados y extra-pesados equivalen a 63% de la producción nacional de crudo, con una propensión futura a concentrar la producción nacional en estos.

**Gráfica 11. Producción de crudo por gravedad API 2016 (%)**




**Fuente: PODE (MENPET, 2012) e Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

# Venezuela y la OPEP

## ACUERDO OPEP

Desde su creación la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en algunos casos ha tenido un rol más activo en la estabilización del mercado, regulando la oferta de crudo, y en otros períodos ha evidenciado un rol más pasivo, no influyendo en la estabilización y el equilibrio del mercado petrolero. A partir de los años 60, la OPEP ha establecido acuerdos en más de 30 oportunidades, en vista de la presencia de distintos eventos geopolíticos y económicos que ocurrieron a nivel mundial.

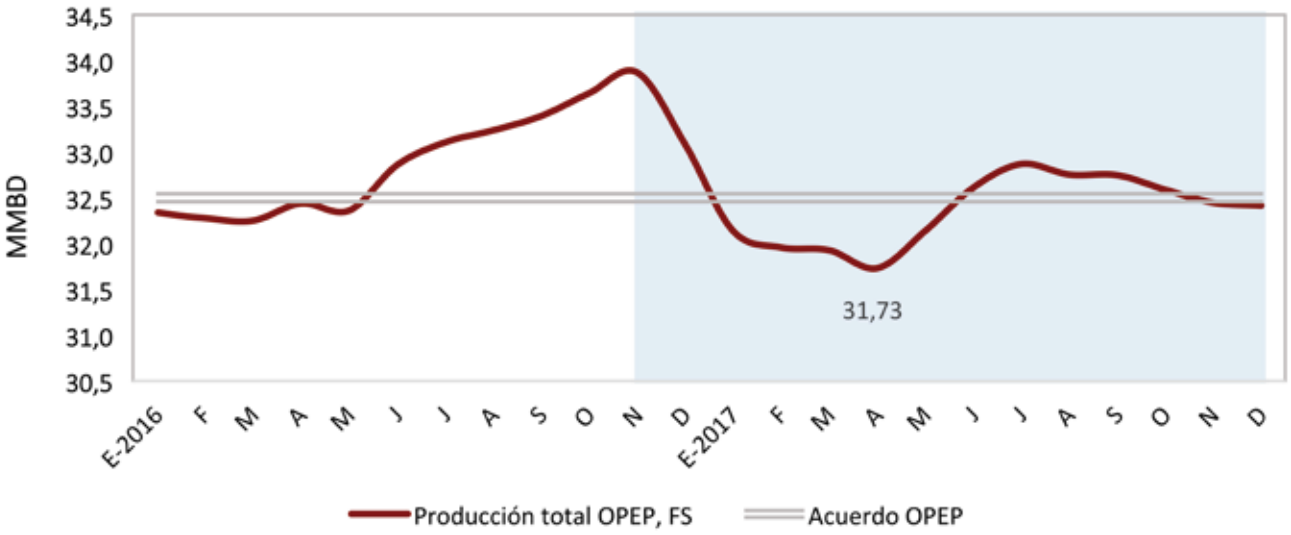
Para el año 2008, la organización anunció recortes de producción de 1,5 MMBD y 2,2 MMBD con el fin de estabilizar el mercado petrolero, y de esta manera alcanzar determinados límites de producción. Luego para el periodo 2011-2014, se decidió mantener un nivel de producción de 30 MMBD para los países miembros OPEP.

Por otra parte, en vista de la caída sostenida de los precios del petróleo a causa de la sobreoferta de crudo impulsada por el petróleo de esquistos de Estados Unidos, la OPEP acuerda un nuevo recorte de producción para el año 2016 con el fin de equilibrar el mercado y retornar a precios más estables. En vista de esto, la organización coordinó su reunión n°171 en noviembre de 2016, en la cual planteó lo siguiente:

**"En el cumplimiento de la implementación del Acuerdo de Argelia, la 171ª Conferencia Ministerial decidió reducir su producción en alrededor de 1,2 MMBD para alcanzar su techo a 32,5 MMBD, efectivo el 1 de enero de 2017"**

Luego, durante todo el año 2017 la organización decidió extender el acuerdo de producción establecido en noviembre de 2016. Evidenciando un recorte de producción de enero a mayo que logró estabilizar los precios del petróleo y el equilibrio del mercado.

**Gráfico 12: Producción OPEP 2016-2017**




**Fuente: OPEP**

A partir del anuncio del acuerdo OPEP, entre noviembre 2016 y mes de abril del año 2017, la producción de crudo de la organización registró una caída de 6,31%, evidenciando el compromiso de los países para estabilizar el mercado petrolero. Del mismo modo durante estos 5 meses los precios del crudo evidenciaron una recuperación, registrando valores entre 44 USD/b y 55 USD/b.

Luego del mes de mayo los países miembros incrementaron la producción de crudo, superando el límite de los 32,5 MMBD por 5 meses consecutivos, a pesar de este aumento los países miembros siguieron ajustando la producción promedio hasta finales de año, con el objetivo de seguir cumpliendo con lo establecido en el acuerdo 2016.

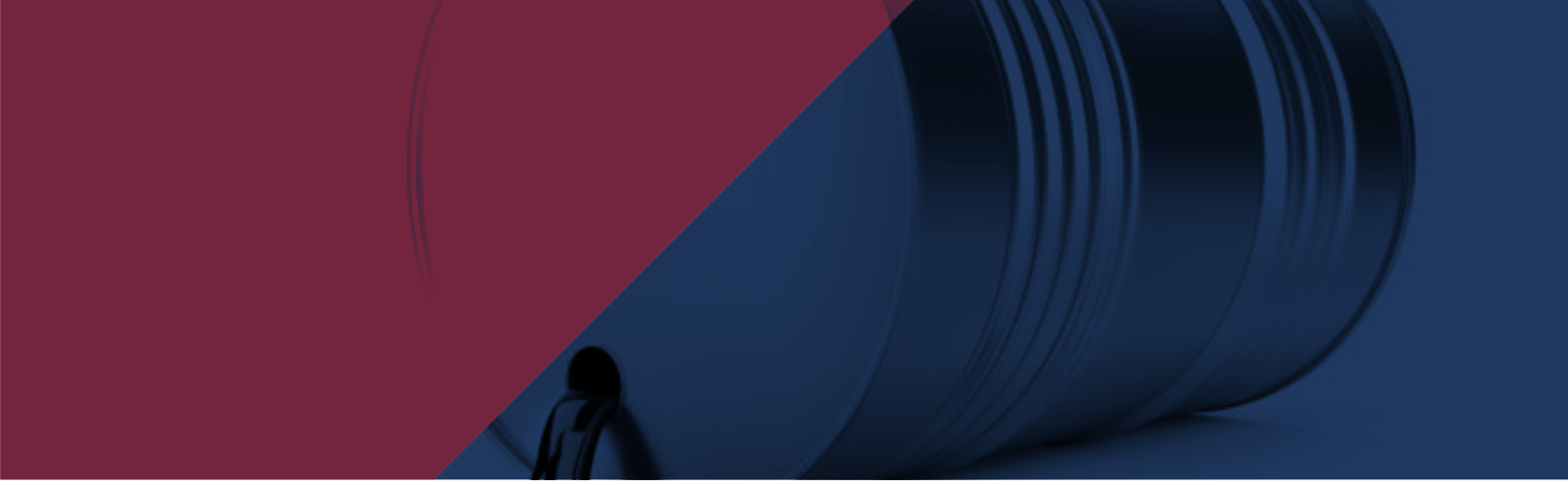
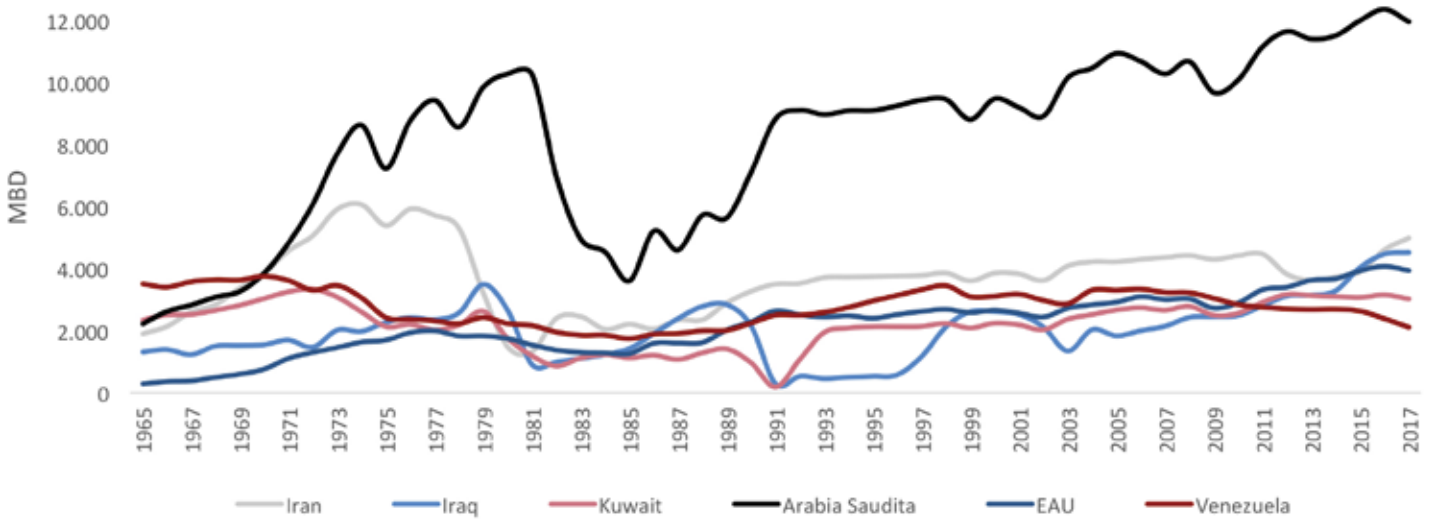


**Gráfico 13. Producción OPEP (1965-2017)**

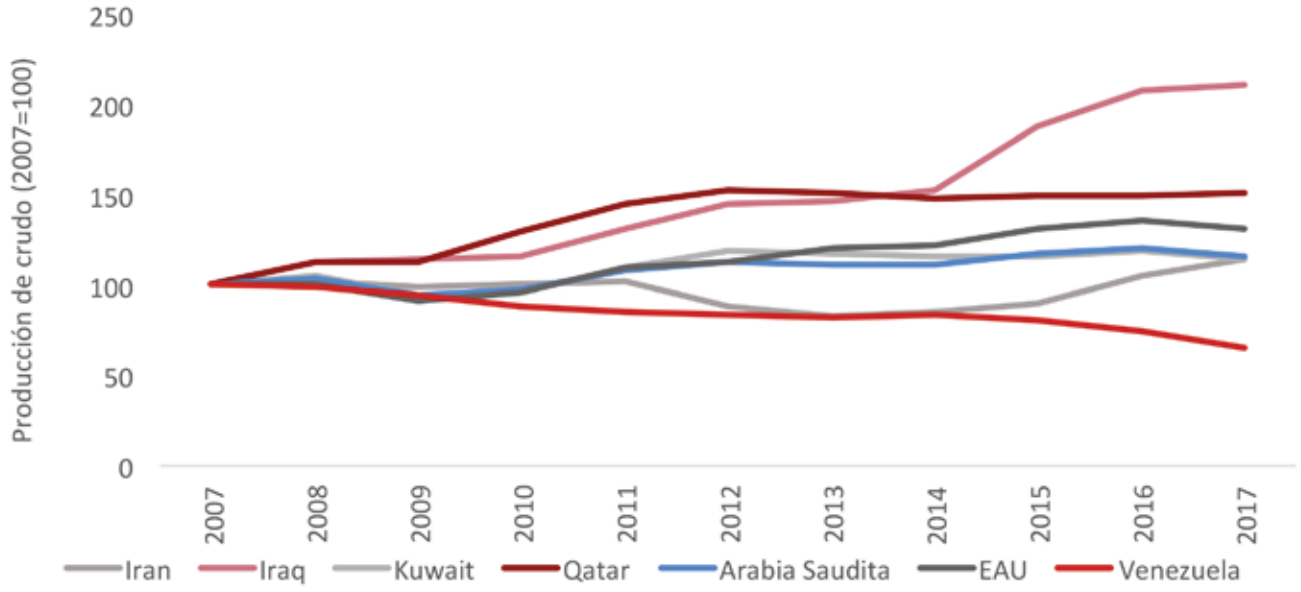



**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018)**

La producción de la OPEP, ha experimentado una tendencia creciente a pesar de la caída suscitada en la década de los ochenta. Durante los últimos cincuenta y dos años, la producción promedio se registró en 27.547 MBD, siendo Arabia Saudita el país que representó la mayor participación en la producción con un 30%. Así mismo, Irán y Venezuela representan el segundo y tercer lugar de participación en la producción durante este periodo con un 13% y 10%, respectivamente.

Por otro lado, la producción de crudo venezolano no ha mantenido una tasa de crecimiento sostenida en el tiempo. Con respecto a los últimos doce años, Venezuela ha perdido capacidad de producción respecto a los demás miembros de la OPEP (caída durante este periodo de 4% anual). Se evidencia que Iraq y Emiratos Árabes Unidos han tenido el mejor desempeño desde 2006 dentro de dicha Organización..

**Gráfico 14. Producción comparada: Venezuela y OPEP, (2007=100)**

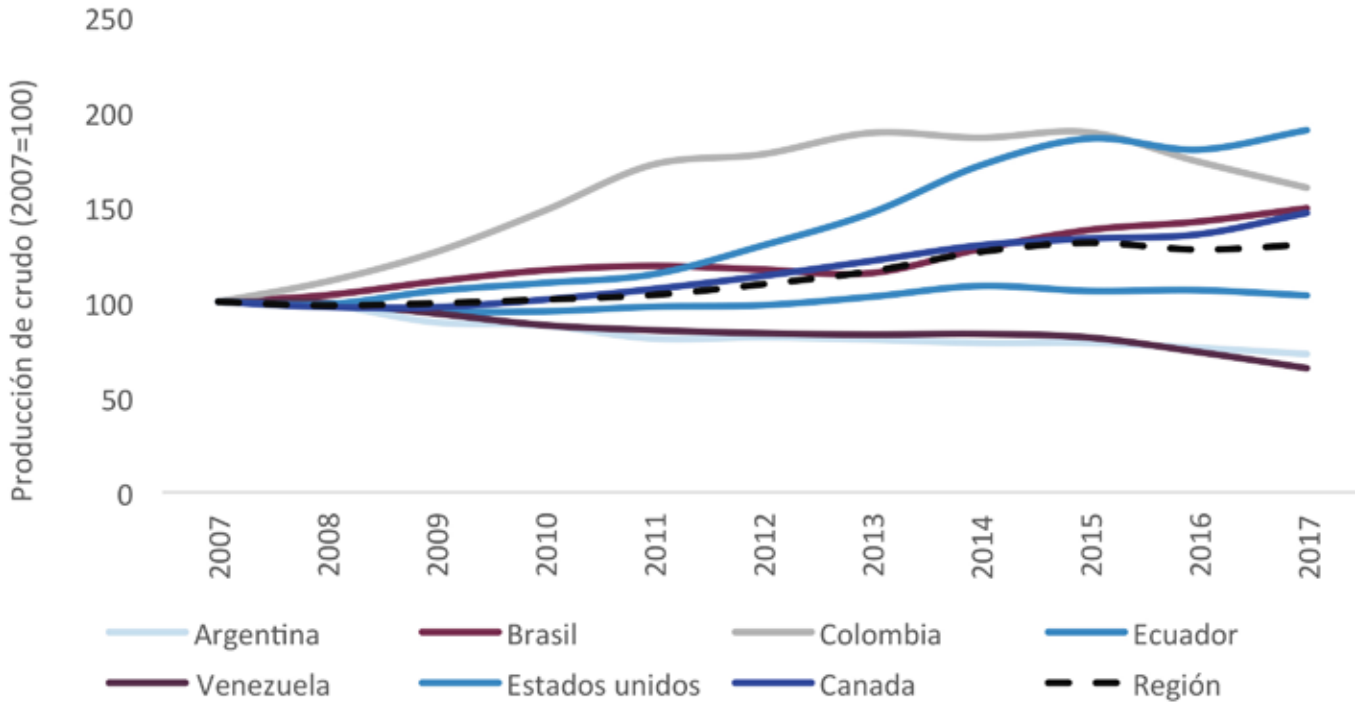



**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018) y CIEA.**

# Venezuela y América

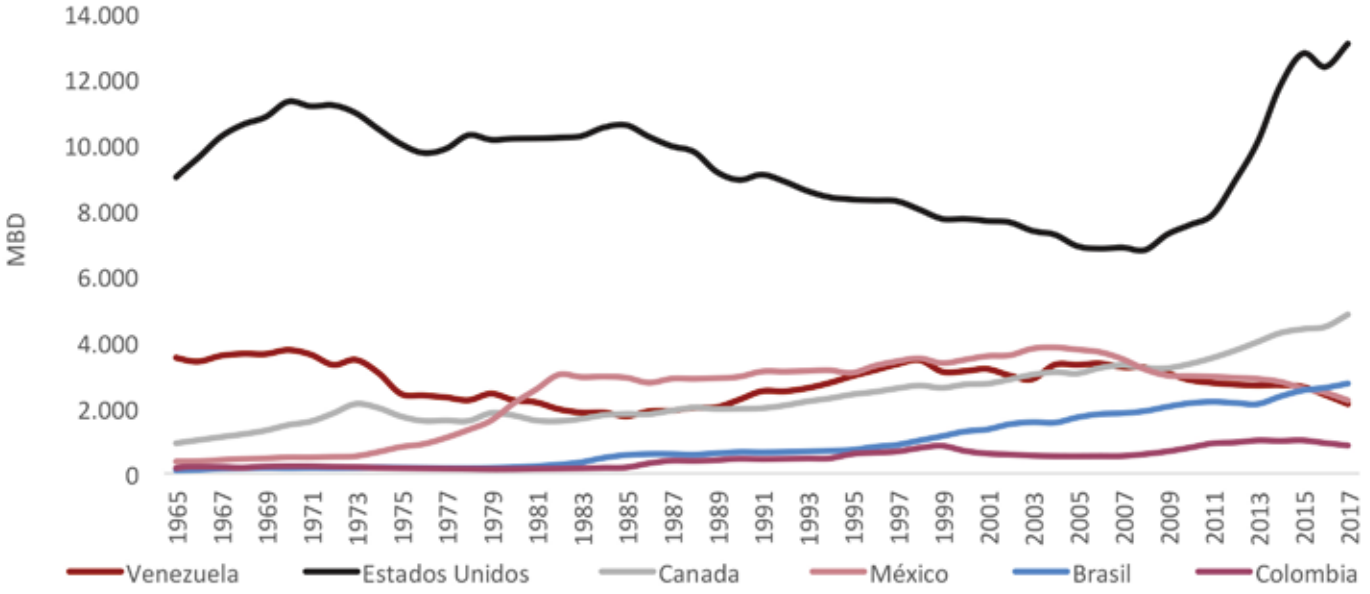
Durante los últimos 50 años, los tres países con mayor producción de crudo en promedio fueron Estados Unidos, Venezuela y México (9.371 MBD, 2.735 MBD y 2.524 MBD, respectivamente). Por su parte, Estados unidos experimentó una tendencia creciente en su producción de crudo durante los últimos diez años registrando tasas de crecimiento de 6% interanual. Comparando la producción del año 2017 respecto al 2006, se evidenció que los países que registraron mayores niveles de producción fueron: Estados Unidos, Brasil y Canadá. Por otro lado, los que experimentan una tendencia a la baja fueron: Venezuela, Argentina y Colombia.

**Gráfico 15. Producción comparada: Venezuela y América (base 2007=100)**



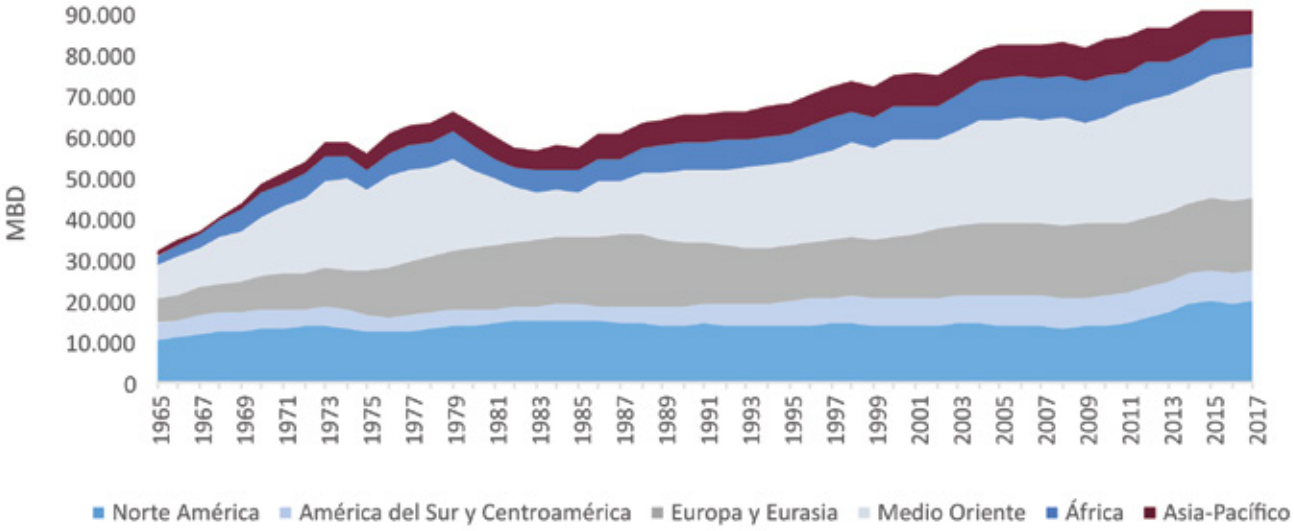

**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018) y CIEA.**

**Gráfico 16. América: Producción comparada de crudo (1965-2017)**




**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018).**

**Gráfico 17. Producción comparada de crudo por regiones (1965-2017)**




**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018).**

Para el 2017, el medio oriente presenta una producción de 31.597 MBD (incremento de 33% respecto al año 2000). Por su parte, para el periodo 1965-2017, Norte América, Europa y Eurasia reflejan niveles de producción similares a lo largo de la serie, presentando una producción de crudo promedio de 14.180 MBD y 14.306 MBD, respectivamente. Por último, la región de América del Sur y Centroamérica, la cual registra el menor nivel de producción de crudo en el mundo muestra una tasa de crecimiento anual promedio de 1,08% desde el año 1965 a 2017.

ARTÍCULO No

01

# Reflexiones sobre el colapso y la recuperación de la industria petrolera en venezuela

Ramón Key / Claudina Villarroel

## I. Introducción

El colapso del sector petrolero venezolano se parece mucho en sus magnitudes al colapso de la producción petrolera en la antigua Unión Soviética en la década de los 90s, asociada al colapso del modelo socialista soviético. En el caso venezolano, la caída de la producción petrolera estaría asociada a la insostenibilidad del llamado Socialismo del Siglo XXI.

Sin embargo, existe una diferencia entre la caída del sector petrolero de la Federación Rusa de los años 90s y la caída de la producción en Venezuela. En el caso ruso, en los 9 años contados a partir del pico del año 1987(11,42 MMBD), la producción lograba estabilizarse. En el caso venezolano, en 12 años contados a partir del pico alcanzado en 2006 (3,34 MMBD), la producción continua en caída libre. Con el objetivo de arrojar luces sobre el origen de esta caída libre en la producción de petróleo en nuestro país, en la sección II de este trabajo se analiza el rol del sector petrolero dentro del modelo Económico, Social y Político instaurado en el país desde el año 1999. En la sección III, se hace énfasis en el desempeño económico – financiero de PDVSA y la insostenibilidad del modelo del Socialismo del Siglo XXI. En la sección IV, se analizan los aspectos claves para lograr la recuperación del sector petrolero. En la sección V, se presentan las conclusiones.

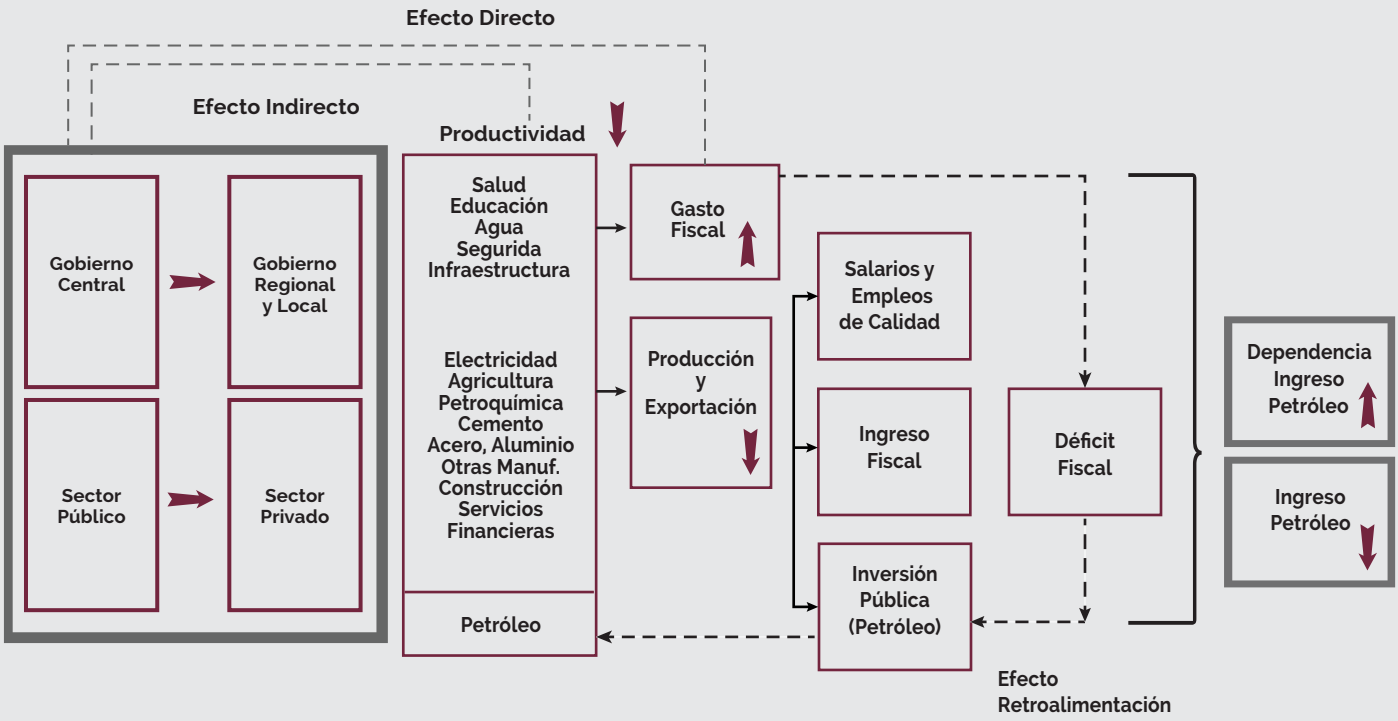
## II. Rol del sector petrolero dentro del Socialismo del Siglo XXI

El sector petrolero juega un rol protagónico, principalmente como financista, en una fase inicial, dentro de un modelo que es estatista en la producción de bienes privados y centralista en la provisión de bienes y servicios públicos. Este modelo es el responsable de generar una tremenda paradoja que lo hace inviable y lo hace parecer al colapso del socialismo soviético del Siglo XX. Por un lado, propicia una mayor dependencia de este ingreso petrolero pero por el otro debilita a la propia industria en aspectos claves y fundamentales del negocio petrolero como lo son la productividad y la inversión que a la larga se traduce en menor ingreso petrolero para atender las demandas de la sociedad y de la misma industria petrolera.

En la figura 1, se muestra en forma esquemática la relación entre el modelo del Socialismo del Siglo XXI y el aumento de la dependencia del ingreso petrolero. En el mismo, se identifican mecanismos Directos, Indirectos y de Retroalimentación que fomentan y reproducen la dependencia del ingreso petrolero.

El **EFECTO DIRECTO** se materializa en la medida en que actividades que antes eran privadas o descentralizadas aparecen ahora como partidas de gasto del gobierno central, aumentando así el déficit fiscal y la necesidad de exigir más recursos al sector petrolero a través de impuestos fiscales y para-fiscales.

**Figura 1: Socialismo del Siglo XXI y la dependencia del ingreso petrolero en Venezuela**




**Fuente: basado en Key y Villarroel (2015)**

El **EFECTO INDIRECTO** se materializa a través de la caída de la productividad de los múltiples sectores que pasan a manos del Estado. Obuchi (2011) aporta pruebas de estas caídas de productividad, que ocasionan mayor presión sobre el gasto, pues se necesitan más recursos para lograr los mismos objetivos. La caída de productividad viene también acompañada de la caída de los ingresos de los organismos y empresas estatales y los impuestos reportados y pagados, con lo cual tiende a aumentar el déficit y la presión sobre el uso del excedente económico de PDVSA.

El **EFECTO RETROALIMENTACIÓN** consiste en reducir el componente de inversión del Sector Público incluida PDVSA, una vez que se agotan las fuentes de financiamiento externo. De esta forma la caída de inversiones en las empresas del Estado retroalimenta el efecto indirecto. Se retroalimenta la dependencia del ingreso petrolero al reducirse la capacidad de producción y de generación de ingreso de estas empresas estatales no petroleras. Por otra parte, al reducirse la inversión en el sector petrolero, y la consecuente caída de la productividad del sector, se reduce la capacidad de generar recursos suficientes para atender las crecientes demandas del resto de los sectores económicos y sociales del país.

Esta contradicción entre crecientes demandas de los recursos de origen petrolero de parte de todos los sectores de la sociedad y la disminución de los ingresos petroleros asociados a caída de la producción es lo que hace insostenible el modelo, viéndose agravada por la caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales a partir del segundo semestre del año 2014.

El gobierno en vez de aprovechar la coyuntura de precios bajos durante el segundo semestre del año 2014 para revertir el origen y las consecuencias de "el modelo" Estatista – Centralista, decide por el contrario reforzarlo imponiendo un ajuste recesivo vía restricciones cuantitativas a las importaciones de todos los sectores productivos, incluido el propio sector petrolero. Negando de esta forma la posibilidad de reactivación económica tanto del propio sector petrolero como del resto de la actividad no petrolera a través del mecanismo de precios relativos, el mecanismo más eficiente de asignación de recursos en una economía moderna

La orientación de la política petrolera y los lineamientos directos del Ejecutivo Nacional merman en forma directa los recursos propios de PDVSA, para financiar sus inversiones de largo plazo y el mantenimiento de sus operaciones e instalaciones. En la figura 2, se presenta en forma esquemática los aspectos más resaltantes de la política petrolera - lineamientos del ejecutivo (primer nivel), la respuesta de la organización PDVSA frente a estas exigencias a lo largo del tiempo (segundo nivel), y los efectos sobre la operatividad de empresa (tercer nivel).

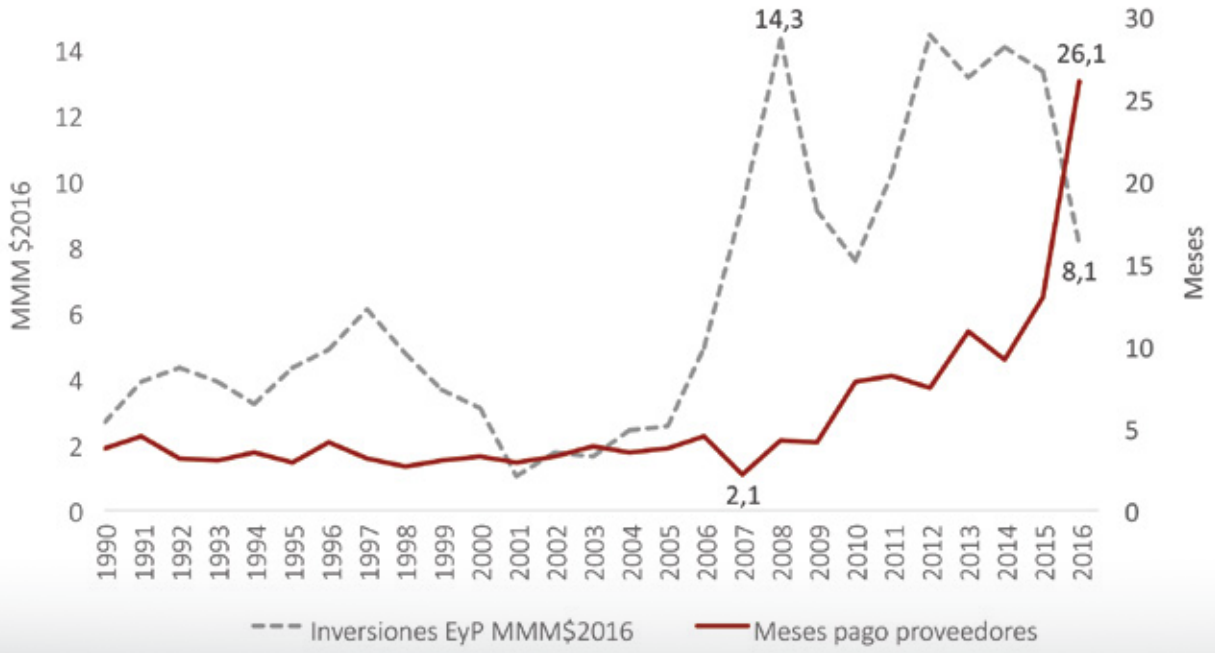
**Figura 2: Modelo Económico – Social y PDVSA**

**Fuente: Key (2016).**

Frente al contexto empresarial exigente en recursos financieros, PDVSA recurre al endeudamiento externo, como forma de paliar las presiones fiscales y de demanda de recursos financieros. Adicionalmente, toma la decisión estratégica (cuestionable) de concentrar sus inversiones en la faja, en detrimento de las inversiones en crudos livianos y medianos particularmente en occidente. Al sub-estimar los costos de capital para el desarrollo del crudo pesado y sobre-estimar la capacidad de ejecución de la corporación en proyectos complejos se produce la desinversión en la producción de crudos livianos y medianos y la consecuente caída vertiginosa de la producción de estos crudos. Por otra parte, sin que se haya desarrollado ninguna capacidad adicional en el procesamiento de crudo pesado a través de nuevos mejoradores, el ajuste de precios a la baja (que ocurre en el año 2008 y particularmente a partir del año 2014) combinado con la caída de la producción de crudos livianos, limita el alcance de las economías de dilución de crudos pesados de la faja.

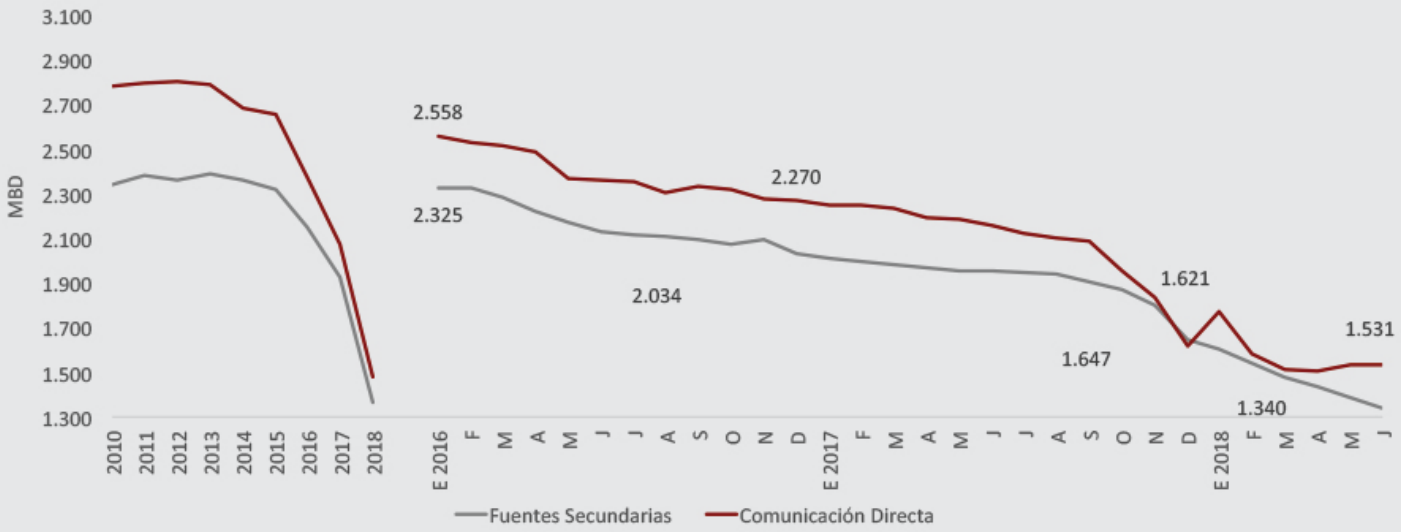
Una vez que se agota el financiamiento externo al punto que resulta ser extremadamente costoso, el estrés financiero al que es sometida la empresa merma la capacidad de pagos a sus contratistas y proveedores y se contrae la inversión **(gráfico 1)**. De esta forma para el año 2016, el promedio de pago de una factura alcanza el record de 29 meses, un indicador que desde 1990 y hasta el año 2007 estaba alrededor de 2,1 meses. Llegado a esta fase en el estrés financiero de la empresa, se reduce la flexibilidad operativa de la empresa al no contar en los tiempos requeridos los insumos y servicios básicos necesarios en la producción y procesamiento de crudos, reforzándose así una especie de círculo vicioso que se manifiesta como una espiral de deterioro operacional indetenible (Monaldi, 2018) **(gráfico 2)**.

**Grafico 1: Inversión EyP y Meses de pago a proveedores**




**Fuente: cálculos propios basados en informes anuales de PDVSA**

**Gráfico 2: Producción de Crudo**




**Fuente: OPEP (2018) y cálculos propios**

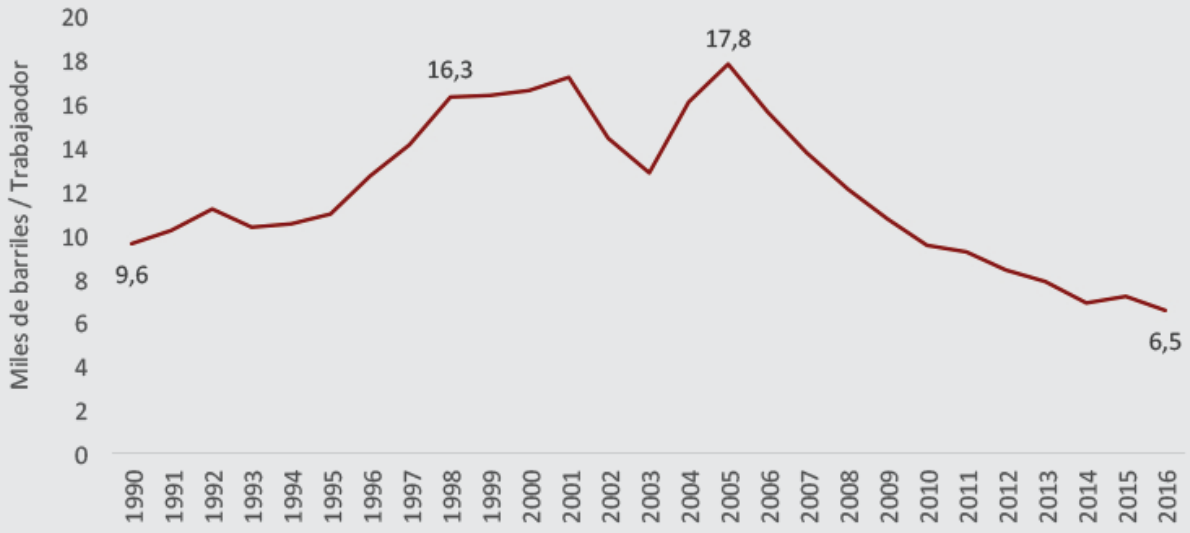
## III. Desempeño económico – financiero de PDVSA

El análisis de la productividad es clave para entender la naturaleza de la debacle actual del sector petrolero. Para el caso de la productividad promedio de los trabajadores directos y contratados **(gráfico 3).** esta cae de 17,8 miles de barriles por trabajador en el año 2006 a 6,5 miles de barriles por trabajador en 2016 (una caída de 58%). Para el caso de la productividad promedio de los activos invertidos en propiedades, plantas y equipos **(gráfico 4).** se observa que este indicador reportaba un valor pico de 21,0 miles de barriles por $2016 en el año 2006 y pasa a 7,1 miles de barriles por $ en el año 2016 (una caída de 66%).

La naturaleza dinámica del sector petrolero consiste en generar los barriles suficientes para compensar la declinación natural y mecánica de los pozos productores a través de la aplicación de métodos de recuperación que implican desembolsos en servicios e inversiones [1].

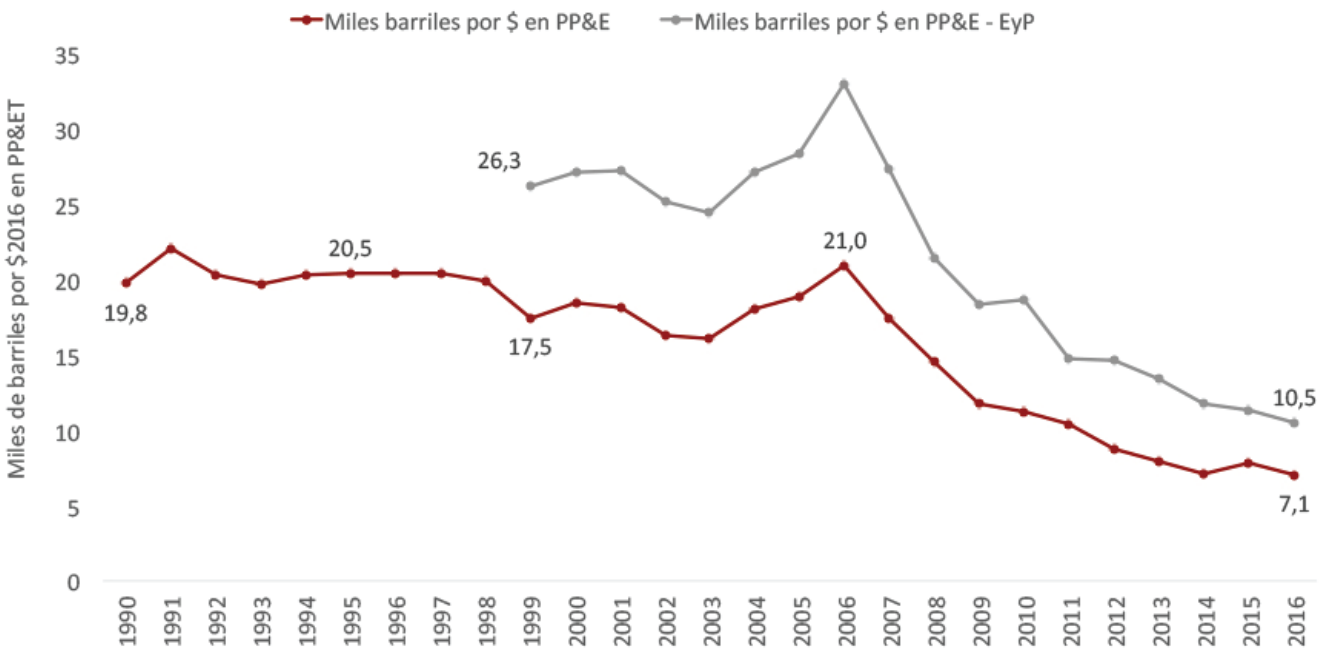
[1] Satter A. y Thakur G. (1994), pp. 71 – 75

**Gráfico 3: Miles de barriles producidos por trabajador petrolero**




**Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA**

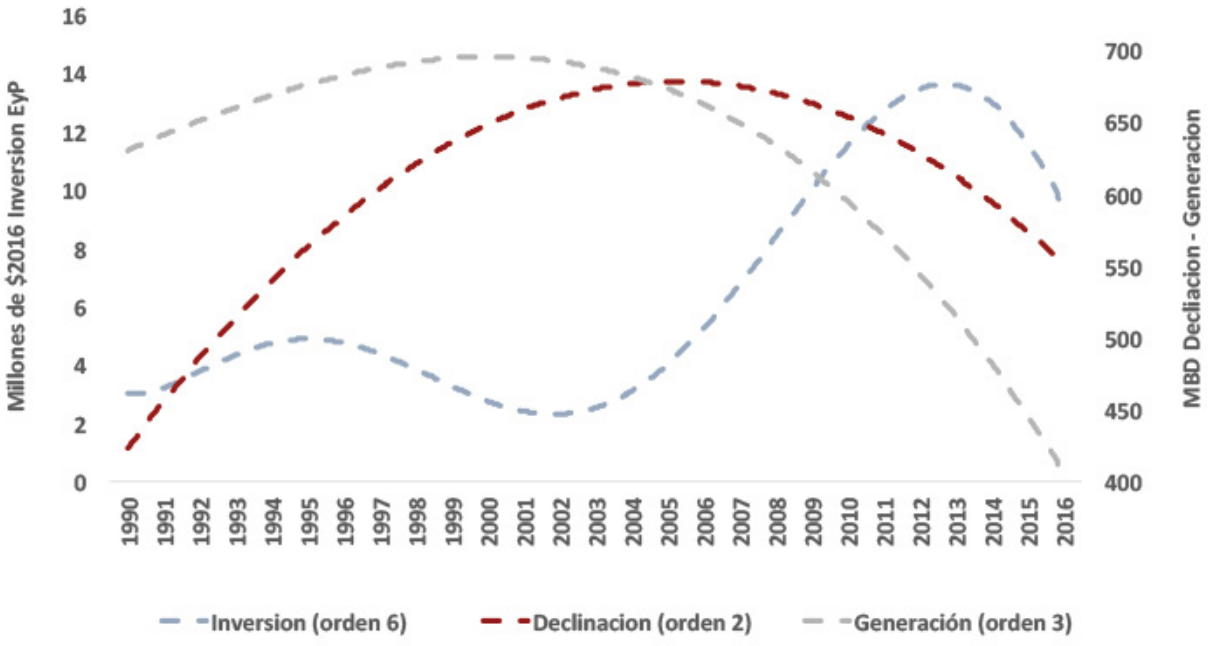
**Grafico 4: Miles de barriles producidos por $2016 en Propiedad, Planta y Equipos**




**Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA**

En el formato de doble escala del **(gráfico 5)** se aprecia la tendencia a la baja de la inversión en Exploración y Producción (EyP) desde el año 1999 hasta el año 2003, mientras que los barriles generados alcanzan su máximo en 2001. En consecuencia hasta el año 2005, los barriles generados justo logran compensar los barriles declinados. Nótese que a partir del año 2003 se aprecia un repunte de las inversiones en EyP, a tal punto que para el año 2006 se alcanza el pico de inversión del año 1995. El problema que atañe a la productividad se presenta en que entre el año 2003 y 2013 la inversión real en $ de 2016 se multiplica por un factor de 7 mientras que en este mismo período los barriles generados se reducen a la mitad. De forma tal que los barriles generados no logran compensar la declinación a partir del año 2006.

**Gráfico 5: Declinación, Generación de barriles e Inversión**

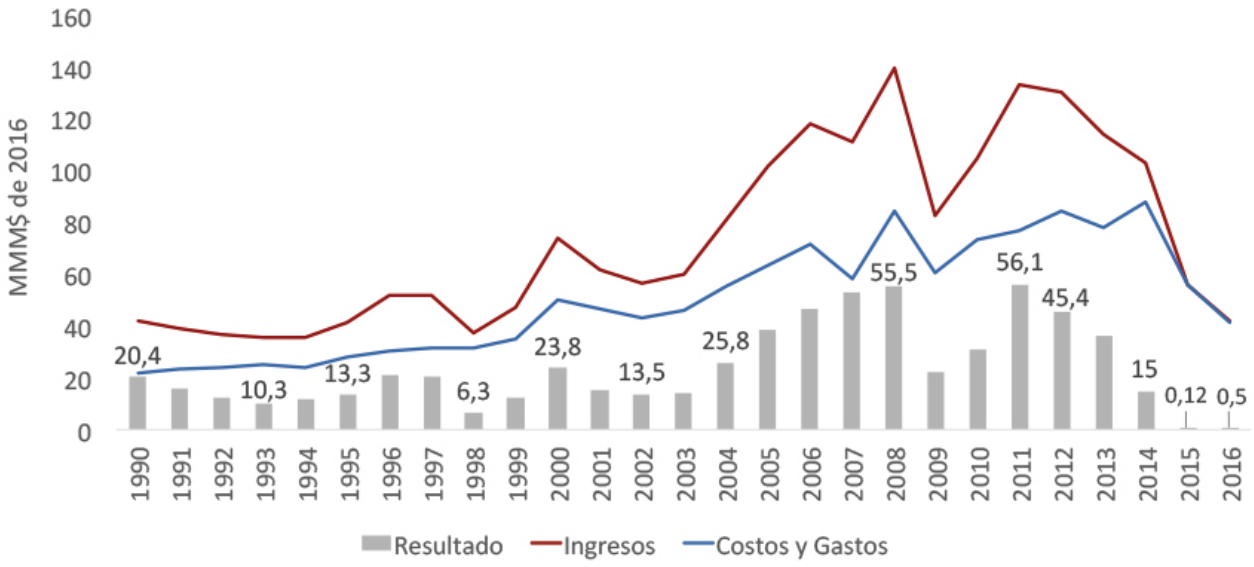



**Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA**

La situación a partir del año 2014 se presenta aún más grave cuando las inversiones en EyP se reducen de valores cercanos a los 14 MMM$ a niveles cercanos a los 8 MMM$, una reducción del orden del 50%. En estas circunstancias, la generación de barriles adicionales para compensar la declinación se convierte en una clara imposibilidad. De esta forma, lo que explica la caída de producción en fechas recientes 2016 – 2018 que superan los 200 MBD por año es por un lado la caída de la eficiencia de la inversión (del orden del 60%) y por el otro la caída de la propia inversión en términos absolutos del 50%.

Esta pérdida de la productividad de los factores y de la eficiencia de la inversión trae como consecuencia el deterioro de la capacidad de generación de excedente presente y futuro. En el **(gráfico 6)** se presenta la evolución de los ingresos, costos - gastos y resultado operativo en términos reales a precios de 2016. Se destaca la abrupta caída del resultado operativo (excedente) a partir del año 2011 y su completo colapso en los años 2015 y 2016. Se destaca para el año 2016 de que a pesar de unos ingresos por ventas similares a la de los años 90s, el resultado operativo difiere sustancialmente. En el peor año de esa década (1993) el resultado operativo equivalía a 10,3 MMM$2016. En el año 2016, este apenas alcanza los 0,5 MMM$. Este resultado se corresponde con el efecto del alza de costos y gastos relacionado con la caída de la productividad de los factores y de la eficiencia de la inversión.

**Gráfico 6: Resultado operativo de PDVSA**




**Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA**

La evolución y colapso del resultado operativo descrito anteriormente da lugar al colapso de los aportes fiscales y parafiscales (que llamaremos simplemente Aportes) de la estatal petrolera. En el año 2016 el Aporte al Estado alcanzó 6,1 MMM$, mientras que en el periodo 1990 – 98 el Aporte Fiscal anual más bajo alcanzó los 7,8 MMM$2016 (en el año 1995). Asimismo, mientras que en el periodo 1990 – 98 la capacidad de producción se eleva en unos 1,4 MMBD, en el periodo 1999 – 2018 la capacidad de producción se reduce en unos 1,7 MMBD.

Con el tamaño de la caída en la producción se compromete de manera inequívoca los ingresos fiscales de origen petrolero y la posibilidad de que el excedente generado por el sector, soporte al resto de las actividades del país. Hay que señalar que el aporte de 6,1 MMM$ reportados en el año 2016 revela un situación de "sobre explotación fiscal" de la corporación, dado el excedente operativo generado. El **(gráfico 7)** revela un excedente negativo (después de los aportes al Estado) desde el año 2013 por montos que superan los 5 MMM$2016.

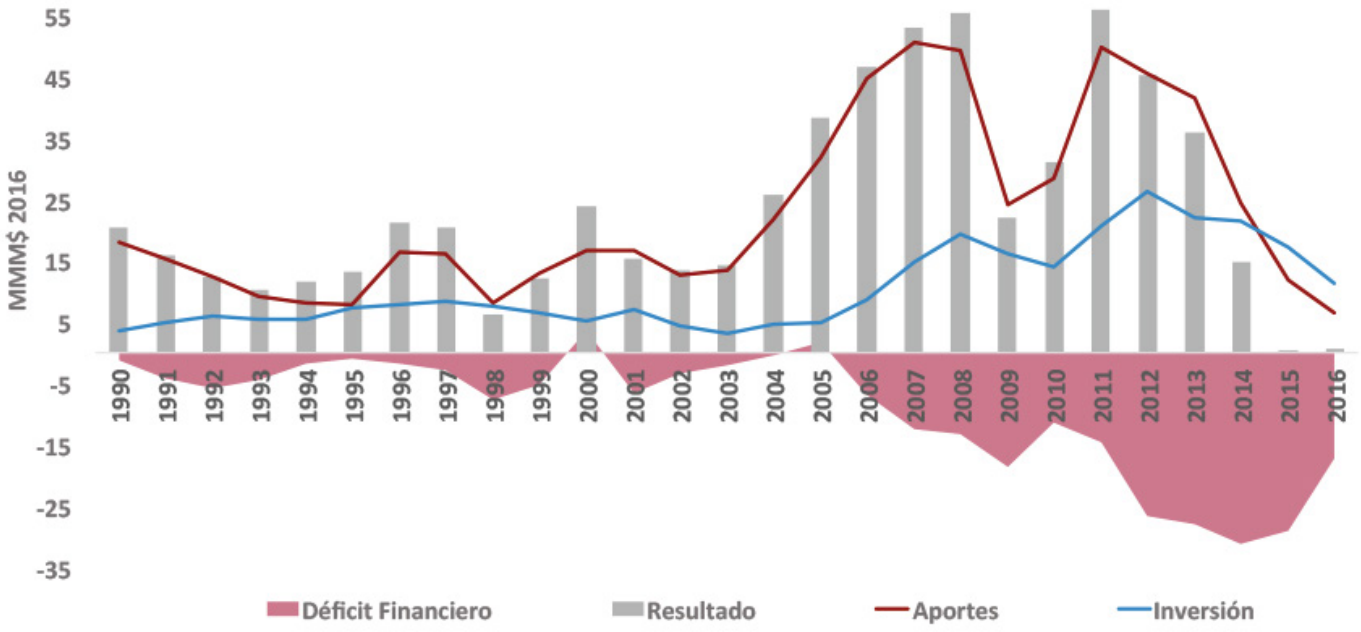
**Grafico 7: Resultado operativo, aporte fiscal – parafiscal, y el excedente petrolero**

**Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA**

Si se considera ahora el desembolso por inversiones **( ver gráfico 8)** se aprecia un creciente déficit financiero a partir del año 2006 hasta que alcanza niveles críticos a partir del año 2009 al superar los 15 MMM$16. Esta situación deficitaria se mantiene hasta el presente.

Al analizar el financiamiento de dicho déficit, el porcentaje del financiamiento tradicional se reduce de 80% en 2006 a 49% en el 2016, tomando en consideración el endeudamiento externo, fondos por depreciación y el crédito de proveedores. Estas cifras sugieren la relevancia creciente del financiamiento por parte del Banco Central de Venezuela a PDVSA, lo cual representa la máxima expresión de la desnaturalización de la función de esta corporación como empresa operadora de petróleo y el fracaso del modelo económico – social imperante desde 1999.

**Gráfico 8: Inversión y déficit financiero de PDVSA**




**Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA**

Otro aspecto que ilustra este colapso es mirar la matriz energética y no solo el petrolero. La caída en la producción de energía primaria durante el período 2006 – 2016 es del 24,9%, la disminución de la generación hidroeléctrica es del 24,8%, mientras que la caída de la producción de carbón es del 96,2%. Solo en el sector gasífero se observa un crecimiento, y este se debe a la presencia de licenciatarios privados. Por su parte, el consumo de energía primaria se reduce solo en 4,9%, con lo cual la exportación neta de energía primaria se contrae en 35,6%.

## Cuadro 1: Evolución de la matriz de energía primaria en Venezuela

**Producción de Energía Primaria en Venezuela (Millones Toneladas petróleo equivalente)**

| | 1996 | 2001 | 2006 | 2011 | 2016 | 2016/2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Petróleo | 165,2 | 163 | 171,2 | 141,5 | 124,1 | -27,5% |
| Gas | 26,8 | 26,6 | 28,3 | 24,8 | 30,9 | 8,9% |
| Carbón | 4,2 | 7,7 | 7,2 | 2,6 | 0,3 | -96,2% |
| Hidro-electricidad | 12,2 | 13,7 | 18,4 | 18,8 | 13,9 | -24,8% |
| Total | 208,3 | 211 | 225,1 | 187,8 | 169,1 | -24,9% |

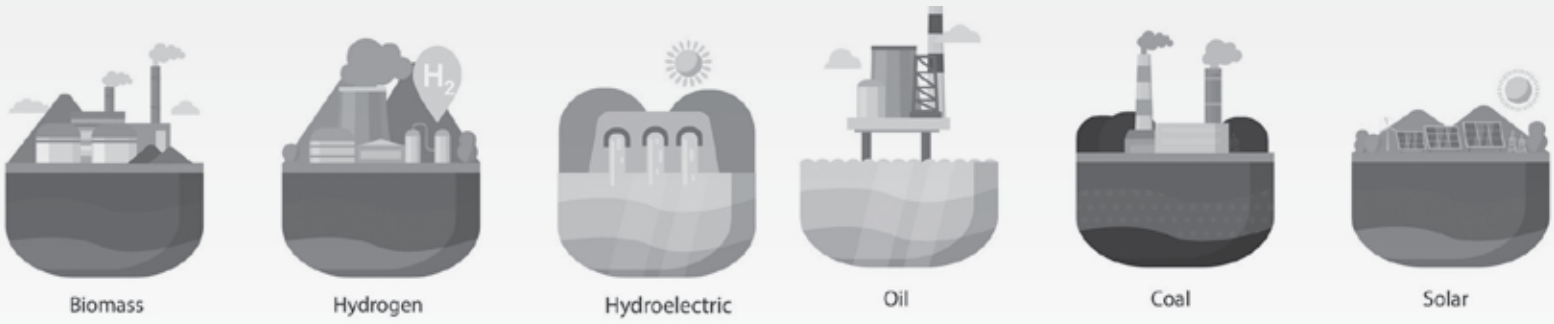
**Consumo de Energía Primaria en Venezuela (Millones Toneladas petróleo equivalente)**

| | 1996 | 2001 | 2006 | 2011 | 2016 | 2016/2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Petróleo | 18,2 | 27 | 31,5 | 34,6 | 28,7 | -8,9% |
| Gas | 26,8 | 26,6 | 28,3 | 26,7 | 32 | 13% |
| Carbón | - | - | 0,2 | 0,2 | 0,1 | -72,6% |
| Hidro-electricidad | 12,2 | 13,7 | 18,4 | 18,8 | 13,9 | -24,8% |
| Total | 57,1 | 67,3 | 78,5 | 80,3 | 74,6 | -4,9% |

**Exportación de Energía Primaria en Venezuela (Millones Toneladas petróleo equivalente)**

| | 1996 | 2001 | 2006 | 2011 | 2016 | 2016/2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Petróleo | 147 | 136 | 139,7 | 106,9 | 95,4 | -31,7% |
| Gas | 0 | 0 | 0 | -1,9 | -1,1 | - |
| Carbón | 4,2 | 7,7 | 6,9 | 2,4 | 0,2 | -97,1% |
| Hidro-electricidad | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| Total | 151,2 | 143,7 | 146,6 | 107,4 | 94,4 | -35,6% |

**Fuente: BP (2017).**



# IV. Elementos claves para la recuperación del Negocio Petrolero en Venezuela

En esta sección se abordan tres temas claves relacionados con la recuperación del sector petrolero. El primero es i. ¿A cuánto ascienden las inversiones para recuperar a la industria petrolera?, ii. ¿A cuánto ascienden las necesidades de financiamiento del sector?, y iii. ¿Cuáles serían las acciones para darle viabilidad financiera y operacional a la IPN?

## Inversiones requeridas

Las inversiones requeridas son una función de los escenarios de producción a alcanzar. Se plantean para ello tres escenarios alternativos, para un horizonte temporal de 5 años. Un escenario base de 1,6 MMBD para el final del período, uno intermedio de 2,1 MMBD, y otro acelerado de 3,0 MMBD. Los respectivos requerimientos de inversión por año para estos escenarios serian 12 MMM$, 15 MMM$ y 22MMM$ respectivamente [2]. El supuesto implícito en estos números, es la eficiencia y productividad a niveles previos al año 1999.

## Necesidades de financiamiento

Para la medición de las necesidades de financiamiento de cada uno de los escenarios se realiza un ejercicio de simulación. La premisa básica es partir de la situación actual en cuanto a lineamientos del ejecutivo relativos a la presencia de aportes para-fiscales (29% del excedente operativo, promedio 1999 – 2016), así como la tasa actual de subsidios a las ventas del mercado interno (98%), y una limitada participación del sector privado en el financiamiento de nuevas inversiones (0% como punto de partida). Por último, se toman en cuenta unos precios de referencia del Brent en el rango 58$/bl – 72$/bl. Tomando en cuenta todas estas premisas, consideraciones y circunstancias, se estiman unas necesidades totales de financiamiento en el rango de 25 MMM$ - 29 MMM$.

[2] Un estudio más preciso y detallado se encuentra en Gabaldón, Larrañaga y Key (2018).

## Acciones para darle viabilidad financiera y operacional a la IPN

Para darle viabilidad financiera a la IPN, PDVSA en este caso, se requiere de cada uno de los siguientes puntos que se describen a continuación.

1. Devolver a PDVSA su papel de empresa operadora en la extracción y procesamiento de crudos, y concentrar su gestión en sus áreas de competencia.
2. Eliminar la carga parafiscal de PDVSA, para mitigar la excesiva presión fiscal sobre la empresa.
3. Eliminar los subsidios implícitos a los combustibles en el mercado nacional.
4. Aumentar la participación del sector privado en la industria petrolera.
5. Renegociar deuda financiera y no financiera.

Bajo un escenario base (1,6 MMBD), la cobertura de las necesidades de financiamiento requerirían la eliminación de la carga para-fiscal, la eliminación total de los subsidios, el 100% de participación privada en el financiamiento de la inversión, y reducción de 50% de la deuda financiera.

Bajo un escenario intermedio (2,1 MMBD), la cobertura de las necesidades de financiamiento requerirían la eliminación de la carga para-fiscal, una tasa de subsidio de 10%, una participación de 80% de participación privada en el financiamiento de la inversión, y reducción de 50% de la deuda financiera.

Bajo un escenario acelerado (3,0 MMBD), la cobertura de las necesidades de financiamiento requerirían la eliminación de la carga para-fiscal, una tasa de subsidio de 30%, una participación de 70% de participación privada en el financiamiento de la inversión, y reducción de 50% de la deuda financiera.

Hay dos razones adicionales, además de la financiera, por la cual la cual la recuperación del sector petrolero en Venezuela debe descansar en los hombros del sector privado. Una es el aumento de la productividad y la eficiencia de la inversión. La otra son los cambios significativos y estructurales en el mercado petrolero internacional que limitan la vida útil del petróleo. A corto plazo, las empresas mixtas son el vehículo para lograr la eficiencia y la productividad que caracterizaron a la industria petrolera venezolana. Ahora bien, una mayor participación del sector privado requerirá condiciones mínimas de estabilidad política, así como un entorno regulatorio y fiscal coherente con una estrategia de apertura.

# V. Conclusiones

• El modelo económico-social imperante en el país desde el año 1999 le asigna un rol preponderante al sector petrolero como financista y operador de su política social y de desarrollo.

• Los lineamientos del ejecutivo en relación a la empresa estatal han debilitado su capacidad operativa y financiera: venta de crudo a futuro para financiar al resto del Estado, desmantelamiento de convenios operativos y de asociaciones estratégicas, creación de empresas mixtas con mayoría accionaria del Estado, convenios energéticos sin criterios comerciales, funciones de corporación de desarrollo, congelamiento de precios en el mercado interno (subsidios implícitos), excesiva presión fiscal y para fiscal, desmontaje de la meritocracia.

• El colapso del modelo económico-social se presenta a su vez por el colapso de su industria petrolera. Los signos de ese colapso se manifiestan por la caída de la inversión (y su falta de productividad), y el retraso en el pago a proveedores (más de 26 meses según datos de 2016). Variables que dan cuenta de la caída de la producción de más del 35% desde el año 2006 hasta el presente.

• Los niveles de déficit financiero de la IPN, representan múltiplos de 5 y 6 respecto a lo que han sido los picos históricos previos al año 1999. En el año 2016, este déficit representaba el equivalente a 25 MMM$. Bajo las actuales circunstancias de agotamiento del financiamiento externo, el financiamiento por parte del BCV permite a su vez dar cuenta del explosivo crecimiento de la inflación doméstica en el país.

• La recuperación de la base económica del país —su sector petrolero— es condición necesaria para superar la gran depresión económica actual que azota al país desde el año 2014.

• Para darle viabilidad financiera a la IPN, PDVSA en este caso, se requiere: devolver a PDVSA su papel de empresa operadora, eliminar la carga parafiscal, eliminar los subsidios implícitos a los combustibles en el mercado nacional, aumentar la participación del sector privado en la industria petrolera, renegociar deuda financiera y no financiera. No se trata de medidas que puedan ser tomadas en forma aislada.

• El sector privado debe estar incorporado plenamente en la recuperación de la IPN, no solo por el financiamiento, sino también por la necesidad de aumentar la productividad y la eficiencia del sector. Otro elemento es como estrategia de diversificar el riesgo de un negocio petrolero que tiene un horizonte temporal más reducido.

# VI. Referencias


**Amaral J. y Franco R. (2018):** Opciones para una reestructuración de la deuda venezolana: una propuesta para los tenedores de bonos de PDVSA. Trabajo Especial de Grado de la Maestría en Finanzas del IESA (julio).

**Gabaldón A., Larrañaga F.J., y Ramon Key, coordinadores (2018):** Plan de recuperación de la Industria petrolera nacional. Mimeo.

**FMI (2018): World Economic Outlook. Washington DC:** Fondo Monetario Internacional, Abril.

**Monaldi, F. (2018):** «The collapse of the Venezuelan oil industry and its global consequences». Washington: The Atlantic Council.

http://www.atlanticcouncil.org/images/AC_VENEZUELAOIL_Interactive.pdf

**Key R. y Villarroel C. (2018): "El petróleo será insuficiente". Caracas**: Diálogos IESA. Volumen XXIII. Número 2. Abril – Junio.

**Dale S. (2015).** The New economics of oil. Society of Business Economist Annual Conference. London.

**IEA (2017)**. World Economic Outlook. International Energy Agency.

**Karl T.L. (1997). The paradox of plenty:** oil booms and petro-states. University of California Press. Berkeley y Los Angeles, California.

**Key R. (2010).** La política petrolera, su interacción con la política económica y la incidencia del sector petrolero en la actividad económica interna en Venezuela. Nueva Economía. No 32.

**Obuchi R. (2011). Gestión en rojo:** evaluación de desempeño de 16 empresas estatales y resultados generales del modelo productivo socialista. Ediciones IESA.

**Satter A. y Thakur G. (1994):** Integrated Petroleum Reservoir Management – A team approach. Tulsa: PennWell Books.

**Stevens P. (2008).** Oil Markets. Oxford Review of Economic Policy, Vol.21, No.1.

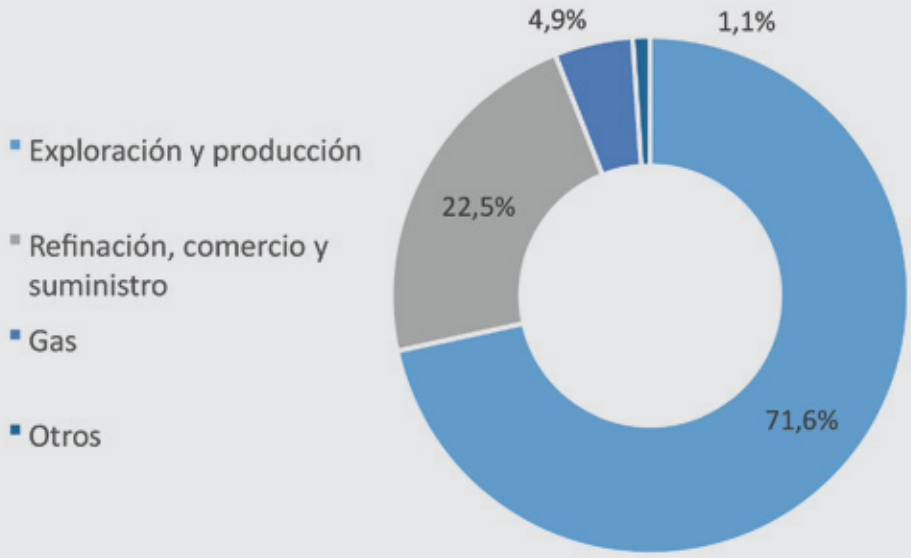
# Inversión en Petróleo y Gas

De acuerdo a las últimas cifras publicadas en el informe financiero de PDVSA, las inversiones en la industria durante el año 2016, se ubicaron en 11.295 millones de dólares disminuyendo en un 34% respecto al año anterior. Para el 2016, el área que registró un mayor desembolso de inversión fue: exploración y producción con 8.080 millones de dólares, equivalente a un 72% de la inversión total, seguido de la refinación, comercio y suministros con 2.536 millones de dólares, por último, gas y la partida otros con una inversión de 554 millones de dólares y 122 millones de dólares, respectivamente.

Es relevante mencionar que, en estas inversiones, la única partida que presentó un incremento en relación al año 2015 fue el área de refinación, comercio y suministro, siendo el aumento de 7%. Las demás partidas se redujeron de la siguiente manera: otros[1] disminuyo en un 78%, gas en un 42% y exploración y producción se redujo en un 38,4%.

Dentro de estas inversiones, la exploración y producción sigue siendo el mayor componente de los desembolsos desde el 2006, sin embargo, a pesar de destinar un acumulado de 178.971 millones de dólares para el periodo 2006-2016, esto no se ha visto reflejado en un incremento de producción de crudo venezolano, ya que ha disminuido en un 24% (779 MBD) con respecto al mismo periodo anteriormente mencionado.

**Gráfico 18. Participación de desembolsos por tipo de inversión (2016)**

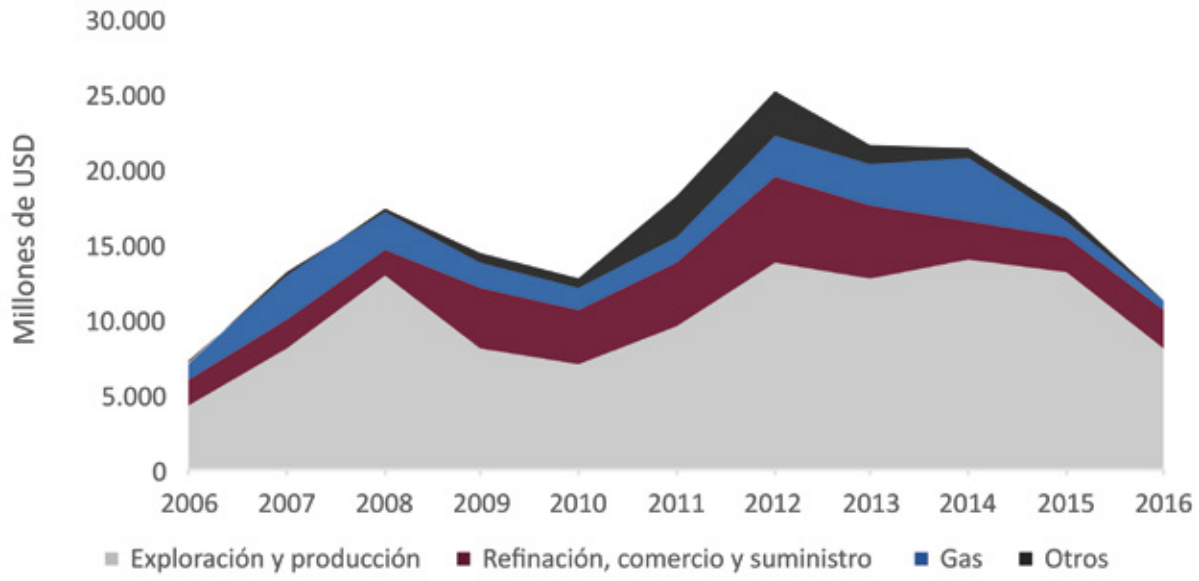



Fuente: Informe Financiero (PDVSA, 2017).

[1] Incluye otros gastos en adquisiciones de propiedades, plantas y equipos.

Fuente: Informe Financiero (PDVSA, 2017).

**Gráfico 19: Desembolsos por tipo de inversión (2006-2016)**



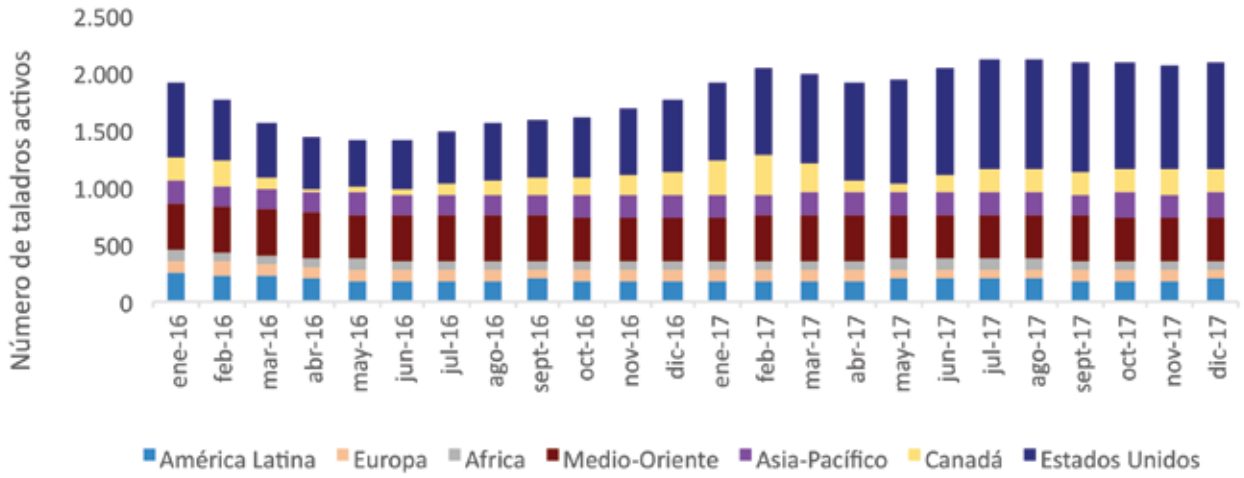

**Fuente: Informe financiero (PDVSA, 2017).**

# Taladros operativos y actividad petrolera

## Mundo

Para el año 2017, el total de taladros operativos a nivel mundial fue 2.029 unidades en promedio, evidenciando un incremento de 27% (435 unidades) respecto al promedio del año anterior. El aumento fue influenciado principalmente por Estados Unidos y Canadá quienes registraron un incremento en el nivel de taladros operativos anual de 72% y 58%, respectivamente, al evidenciar un promedio de 875 unidades y 207 unidades para el 2017. Por su parte, para este último año, la región de Medio Oriente reportó un promedio de 388 unidades, evidenciando una disminución anual de 0,5%. Seguidamente, América latina registró una caída promedio de 7% respecto al 2016 y Europa una disminución promedio para el mismo periodo de 4%.

**Gráfico 20: Taladros operativos en el mundo (enero 2016– dic 2017)**




**Fuente: International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2018)**

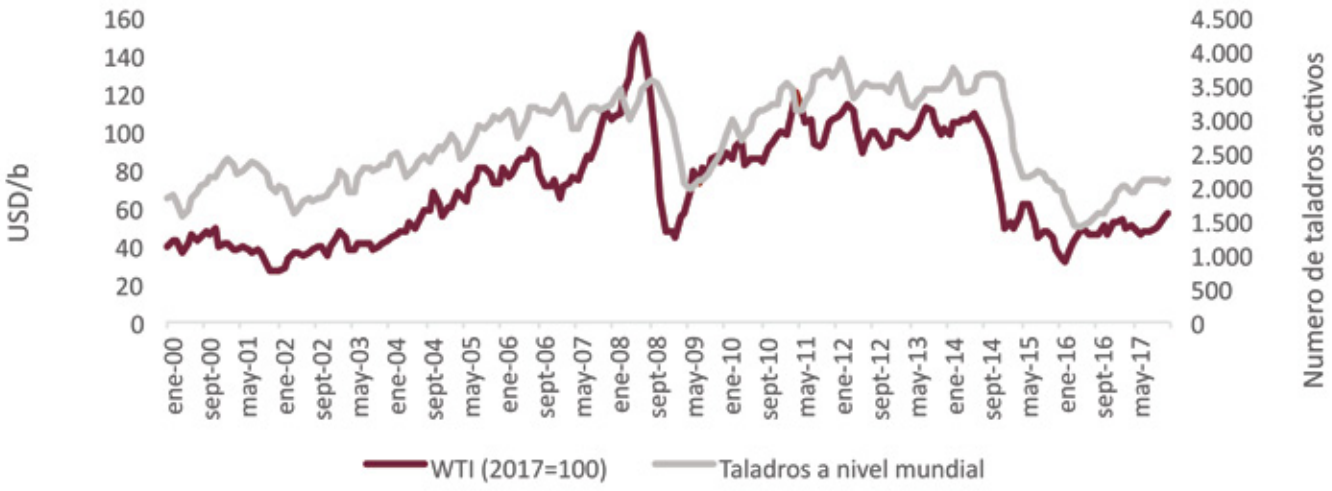
Respecto a la evolución del marcador WTI y el número de taladros operativos, desde el año 2000 se evidencia una tendencia similar en estos indicadores. Entre 2007 y 2008, periodo en el cual el barril de crudo alcanzó los 150,98 USD/b (junio de 2008), el marcador WTI y el nivel de taladros registraron incrementos promedio mensual de 5% y 0,13%, respectivamente.

Luego del máximo alcanzado en el precio del crudo en junio de 2008, el marcador WTI y el número de taladros evidenciaron disminuciones de 51% y 36%, respectivamente, hasta junio de 2009.

Por su parte, para el periodo junio de 2014 y junio de 2016, el número taladros a nivel mundial y el precio WTI presentaron disminución promedio mensual de 3,5% y 2,6%, respectivamente.

De julio de 2016 a diciembre de 2017, los precios y el nivel de taladros se recuperaron en 25% y 41,1% llegando a concluir a final de diciembre en 57,29 USD/b y 2.028 unidades de taladros operativos en el mundo.

**Gráfico 21. Taladros operativos en el mundo y WTI (Enero 2000 – Dic 2017)**

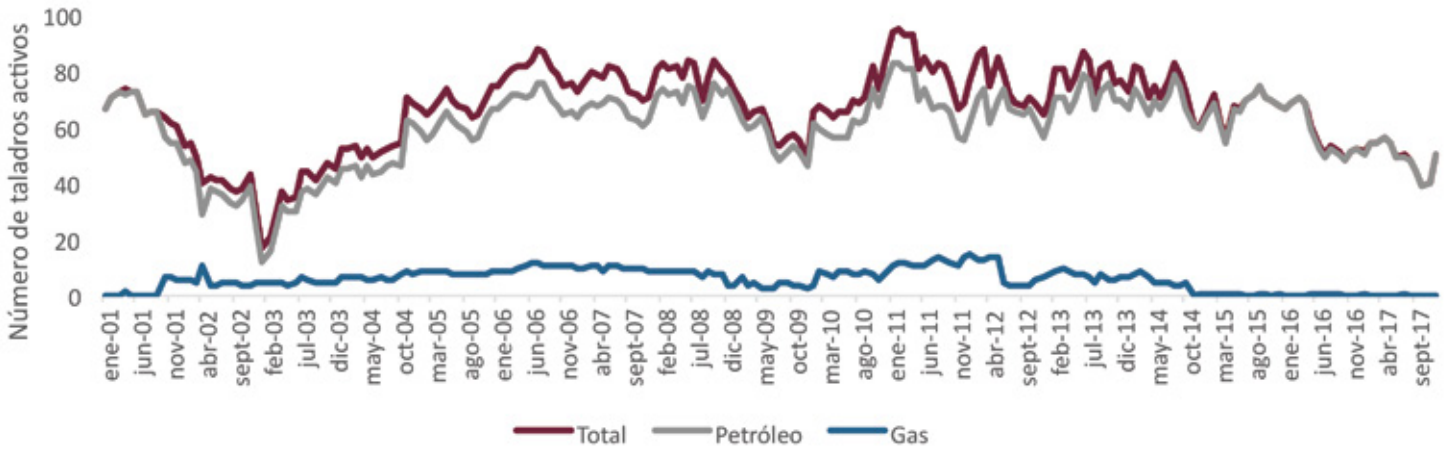



**Fuente: Federal Reserve Bank of St. Louis y International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2017)**

# Venezuela

Para el año 2016 y 2017, en promedio el número de taladros fue de 58 y 49 unidades, respectivamente. Durante este periodo el valor máximo fue de 71 unidades (marzo de 2016) mientras que el valor mínimo de taladros fue de 39 unidades (octubre 2017), lo cual representa una contracción de 19% respecto al año anterior y un mínimo histórico que no se alcanzaba desde marzo de 2003, época en la cual se dio lugar al paro petrolero. Pese a la disminución significativa en el número de taladros registrada en octubre, se mostró una recuperación de 28% para el cierre del año 2017, al ubicarse el número de taladros operativos en la actividad petrolera en 50, de los cuales 45 fueron de tierra y 5 off shore.

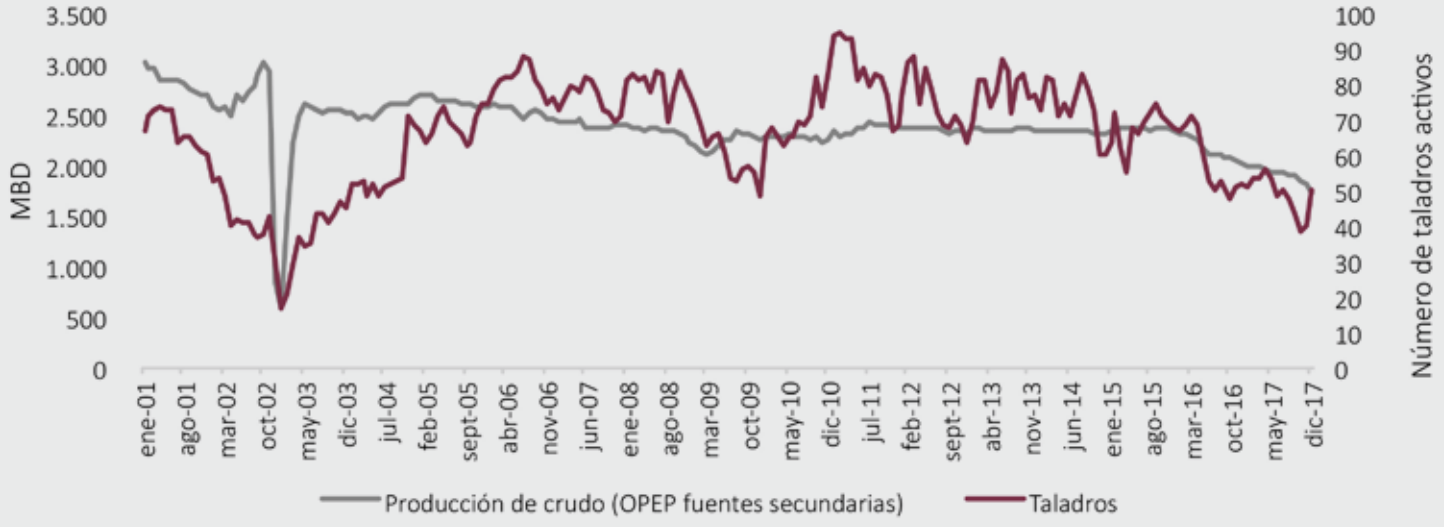
**Gráfica 22. Taladros operativos de petróleo y gas en Venezuela (enero 2001 – diciembre de 2017)**




**Fuente: International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2017).**

A pesar de que el número de taladros operativos presenta volatilidad, en general se aprecia una tendencia decreciente a partir de la segunda mitad del año 2011 hasta diciembre del año 2017, donde el número de taladros operativos ha pasado de un promedio de 83 unidades en el año 2011 a 49 unidades para 2017, evidenciando una contracción de 41% durante los últimos 6 años, lo que representa uno de los factores más importantes que han influido en la caída persistente en la producción de crudo venezolano hasta final del año 2017

**Gráfico 23. Venezuela: Taladros operativos y producción de crudo (enero 2001 – diciembre de 2017)**

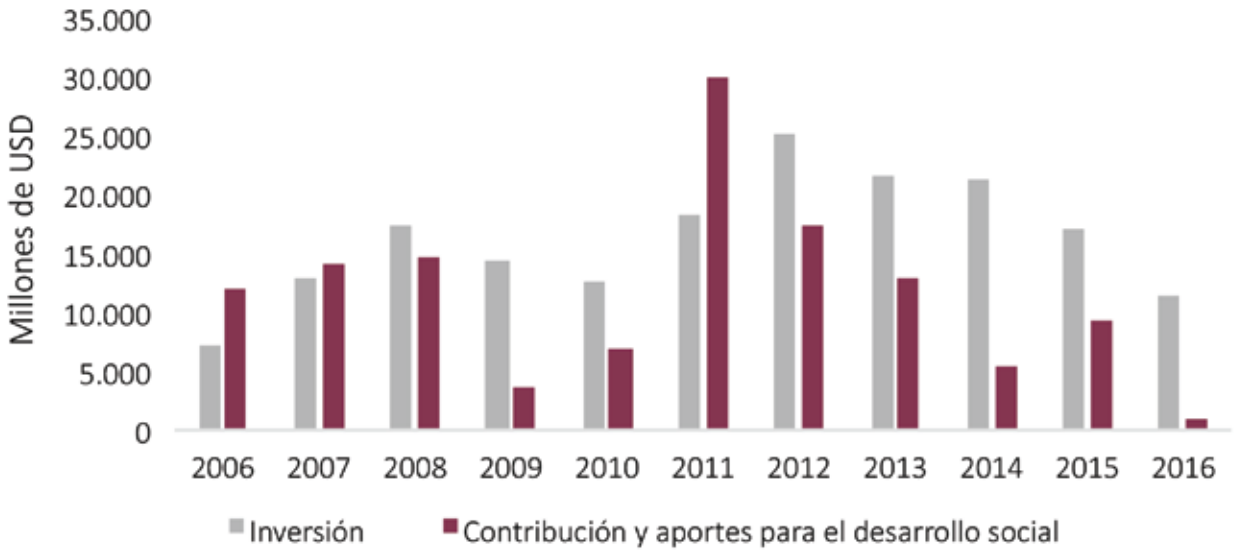



**Fuente: International Rotary Rig Count (Baker Hughes, 2017) y Monthly Oil Market (OPEP, varios años)**

# Inversión en la industria petrolera y gasto social de **PDVSA**

De acuerdo al último informe financiero de PDVSA, para el año 2016 las contribuciones y aportes para el desarrollo social de PDVSA (Fonden y programas de desarrollo social) fueron de 977 millones dólares, evidenciando una caída anual de 89,4% y cifra mínima entre 2006 y 2016. Para este periodo, la inversión en la industria petrolera y las contribuciones, representaron en promedio 16.270 millones de dólares y 11.584 millones de dólares, respectivamente. En 2011, las contribuciones y aportes al desarrollo social alcanzaron un máximo de 30.079 millones dólares, sobrepasando por 11.927 millones dólares a la inversión en la industria petrolera. En ambas partidas se presenta una tendencia sostenida a la baja desde el año 2012 hasta el 2016, con un promedio de caída anual de 17% en la inversión petrolera y 25% en las contribuciones sociales.

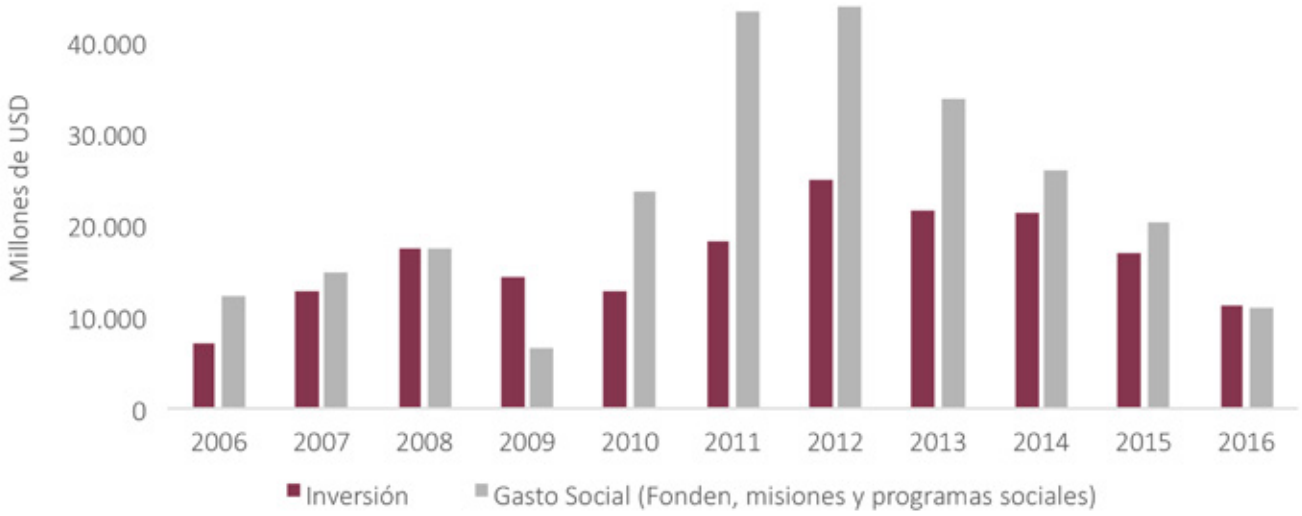
**Gráfico 24. PDVSA: Inversión en hidrocarburos vs Contribución y aportes para el desarrollo social (2006-2016)**




**Fuente: Informe financiero 2016 (PDVSA, 2017) y CIEA.**

Por otra parte, según el informe de gestión anual, incluyendo las misiones en el gasto social de PDVSA para el 2016 la partida se ubicó en 10.975 millones de dólares, evidenciando una disminución de 46% respecto al año anterior. Asimismo, durante el periodo 2006-2016 se registró que, la partida de desembolso en gasto social y misiones, fue en promedio 1,4 veces mayor que la inversión en la industria petrolera. Durante los últimos 4 años pese a la tendencia decreciente mostrada en ambas partidas, en promedio el gasto social y la inversión petrolera fueron 26.979 y 19.251 millones de dólares, respectivamente. En este sentido, se evidencia que el gasto social se mantuvo por encima de los recursos que se destinaron a inversión en la industria petrolera, los cuales están destinados a realizar mejoras de productividad e impulsar la producción de crudo.

**Gráfico 25. PDVSA: Inversión vs gasto social (Fonden, programas sociales y misiones) (2006-2016)**




**Fuente: Informe financiero 2016 (PDVSA, 2017) y CIEA.**

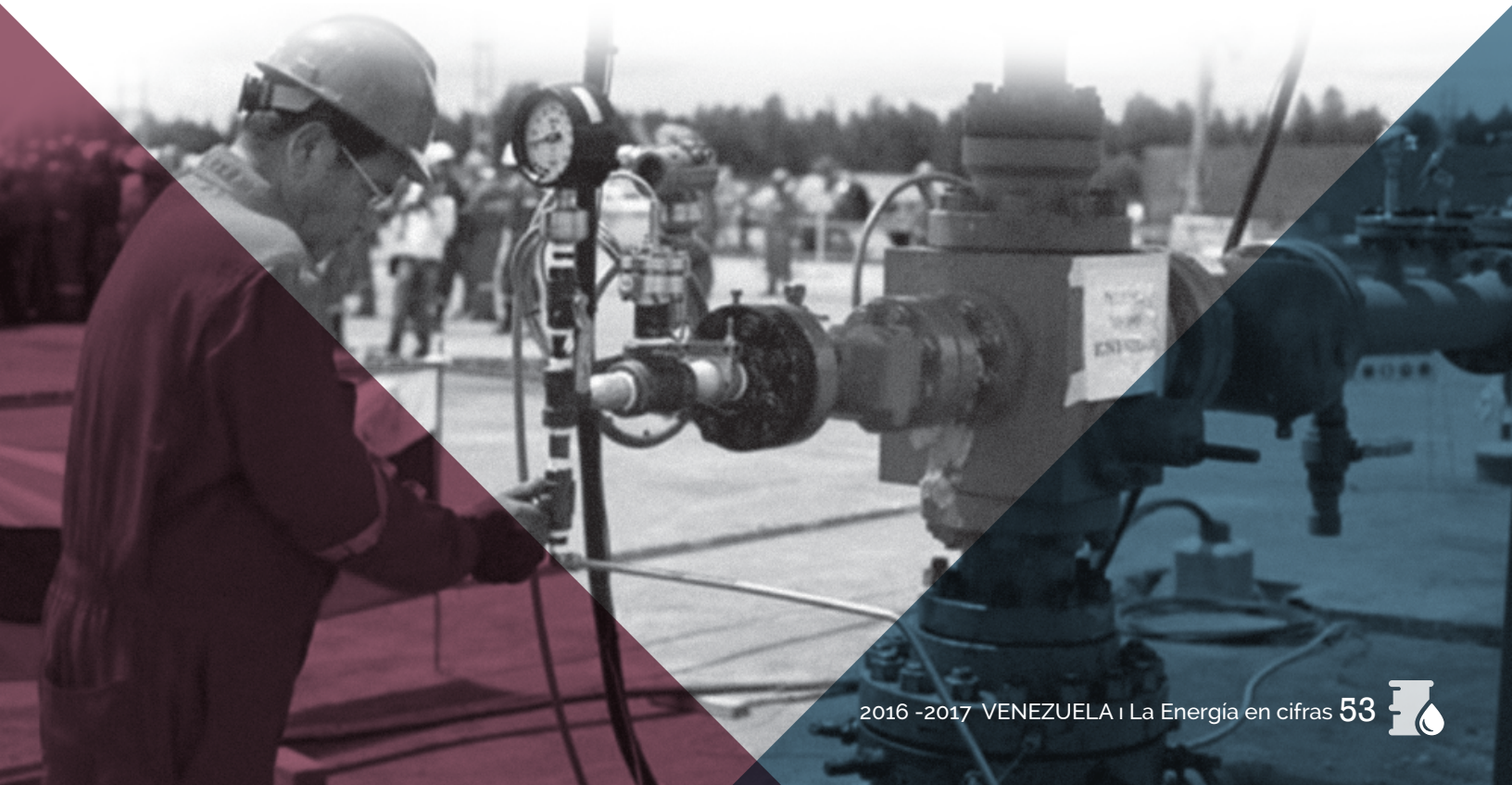
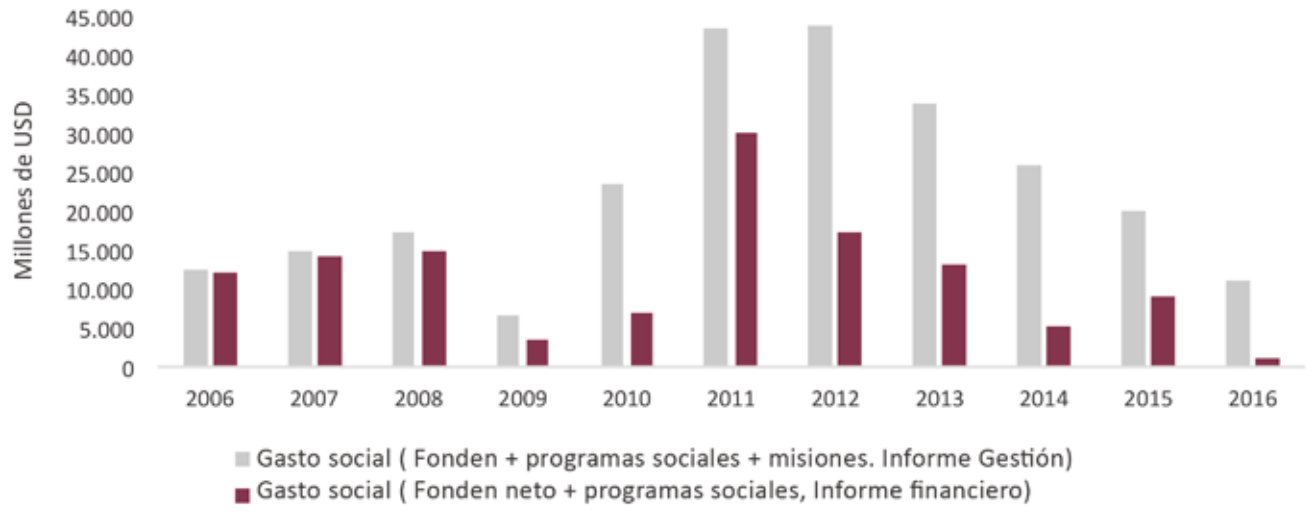


**Gráfico 26. Gasto social: informe de gestión vs informe financiero (2006-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017) y CIEA.**

## **Tabla 3 Gasto social:** diferencias contables, millones de USD. (2006-2016)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Informe Financiero de PDVSA** | | | | | | | | | | | |
| FONDEN | 6.855 | 6.761 | 12.407 | 577 | 1.692 | 14.475 | 14.994 | 10.435 | 8.507 | 974 | 659 |
| Programas de desarrollo social | 5.274 | 7.341 | 2.326 | 2.937 | 5.326 | 15.604 | 9.025 | 7.829 | 2.015 | 8.215 | 318 |
| Subvención del Estado a través del FONDEN | - | - | - | - | - | - | 6.683 | 5.241 | 5.201 | - | - |
| **Total Gasto social** | **12.129** | **14.102** | **14.733** | **3.514** | **7.018** | **30.079** | **17.336** | **13.023** | **5.321** | **9.189** | **977** |
| **Informe de gestión de PDVSA** | | | | | | | | | | | |
| FONDEN | 6.855 | 6.761 | 12.384 | 600 | 1.334 | 14.728 | 15.572 | 10.418 | 10.400 | 976 | 599 |
| Fondespa | 229 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Misiones y programas sociales | 5.264 | 8.048 | 4.990 | 6.006 | 22.223 | 28.657 | 28.293 | 23.341 | 15.681 | 19.241 | 10.376 |
| **Total Gasto social** | **12.348** | **14.809** | **17.374** | **6.606** | **23.557** | **43.385** | **43.865** | **33.759** | **26.081** | **20.217** | **10.975** |
| **Diferencias entre informes** | | | | | | | | | | | |
| Diferencia FONDEN (Informe financiero e informe de gestión) | - | - | 23 | -23 | 358 | -253 | -578 | 17 | -1.893 | -2 | 60 |
| Diferencia Fonden Neto (Informe financierio) y Fonden (Informe de gestion) | - | - | 23 | -23 | 358 | -253 | -7.261 | -5.224 | -7.094 | -2 | 60 |
| Diferencia programas sociales (Informe financierio e Informe de gestión) | 10 | -707 | -2.664 | -3.069 | -16.897 | -13.053 | -19.268 | -15.512 | -13.666 | -11.026 | -10.058 |
| Diferencia total en gasto social | -219 | -707 | -2.641 | -3.092 | -16.539 | -13.306 | -26.529 | -20.736 | -20.760 | -11.028 | -9.998 |

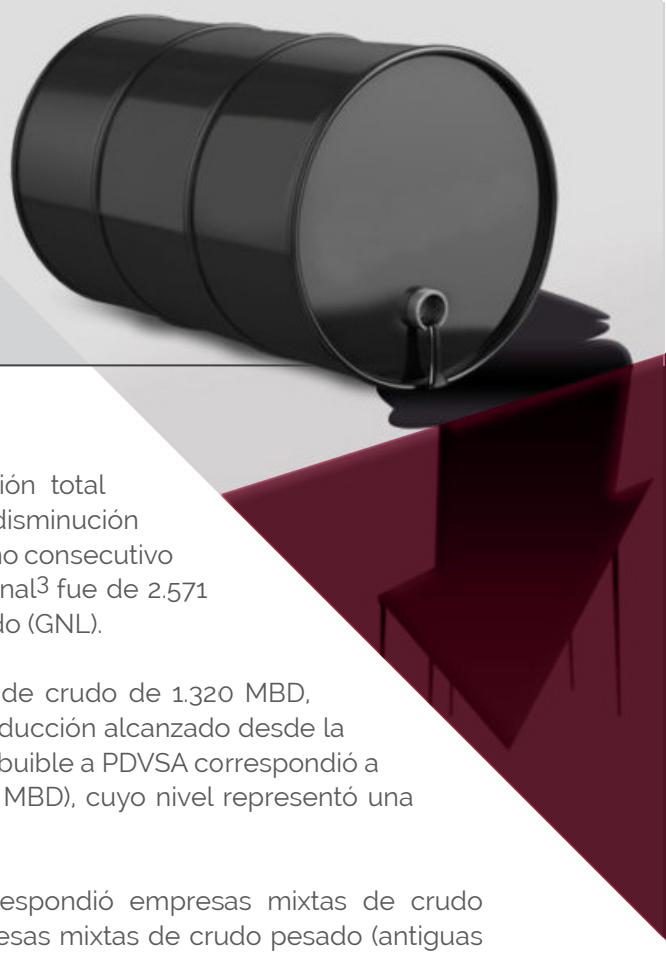
Fuente: Informe de Gestión Anual (PDVSA, varios años) e Informe Financiero (PDVSA, varios años).

**Nota:**

**1. Fonden Neto:** FONDEN (Informe financiero) +Programas de desarrollo social (Informe financiero) - Subvención del Estado (Informe financiero)

**2. Diferencia total en gasto social:** Total gasto social de informe financiero - Total gasto social de informe de gestión
(Las diferencias negativas son a favor del Informe Financiero)

# PRODUCCIÓN
## por tipo de esquema



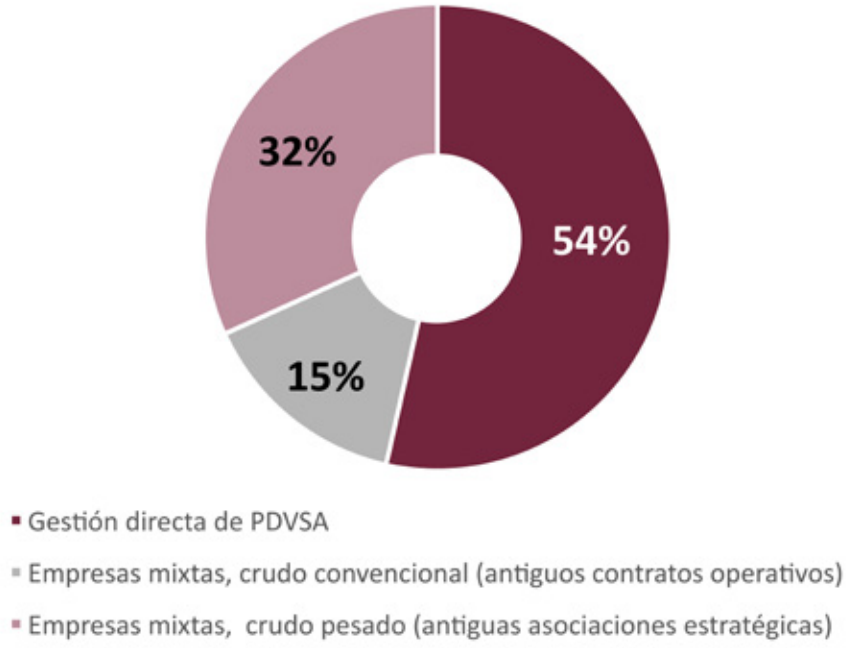
El informe de Gestión Anual de PDVSA reporta una producción total fiscalizada de crudo[2] de 2.466 MBD para 2016, lo cual indica una disminución de 10,2% respecto al año anterior, esta cifra representa el quinto año consecutivo de contracción de producción. Por su parte, la producción nacional[3] fue de 2.571 MBD, de los cuales 105 MBD correspondieron a gas natural licuado (GNL).

En 2016, la gestión directa de PDVSA registró una producción de crudo de 1.320 MBD, representando una caída anual de 14% y el nivel más bajo de producción alcanzado desde la década de los años 90. Por su parte, el resto de la producción atribuible a PDVSA correspondió a la participación de la producción de las empresas mixtas (1.146 MBD), cuyo nivel representó una disminución de 5%, respecto al 2015.

Del total de producción de empresas mixtas, 362 MBD correspondió empresas mixtas de crudo convencional (antiguos contratos operativos) y 784 MBD a empresas mixtas de crudo pesado (antiguas asociaciones estratégicas).

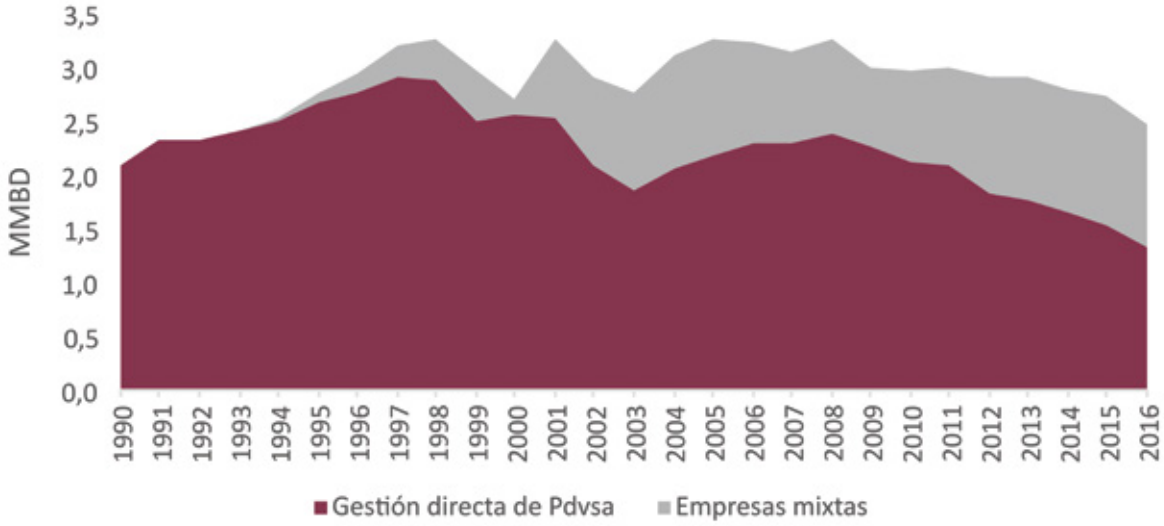
**2** Producción fiscalizada: Total producción de crudo
**3** Producción nacional: Total producción de crudo+LGN

**Gráfico 27. Producción por tipo de contrato en Venezuela (2016) (Porcentajes de la producción total)**




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

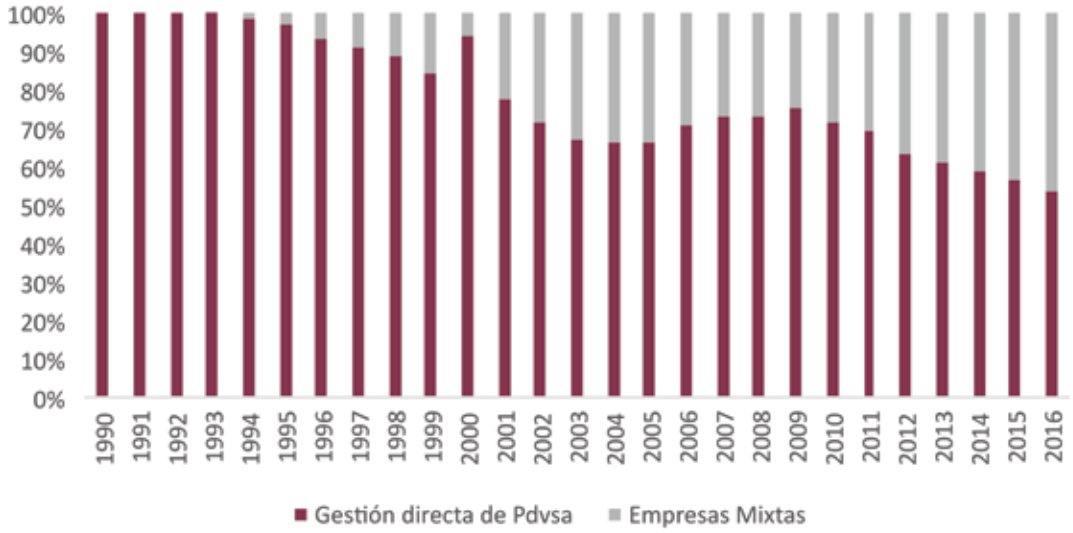
**Gráfica 28: Producción por tipo de contrato (1990-2016)**




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

De acuerdo, a la tendencia de las cifras oficiales, la producción de crudo por gestión directa de PDVSA, alcanzó su máximo histórico en 1997, al ubicarse en 2.920 MBD. Sin embargo, desde el año 1994 hasta 2016, se evidencia una mayor participación de las Empresas Mixtas en la producción nacional. Esto ocurre, por algunos elementos como: la presente contracción en la producción gestionada por PDVSA y, en segundo lugar, por la mayor capacidad de incrementar la producción por parte de las empresas mixtas, fundamentalmente en los últimos 6 años. La participación de estas últimas ha pasado de un 28% en 2010 a un 46% en 2016, siendo este el último año el máximo histórico registrado.

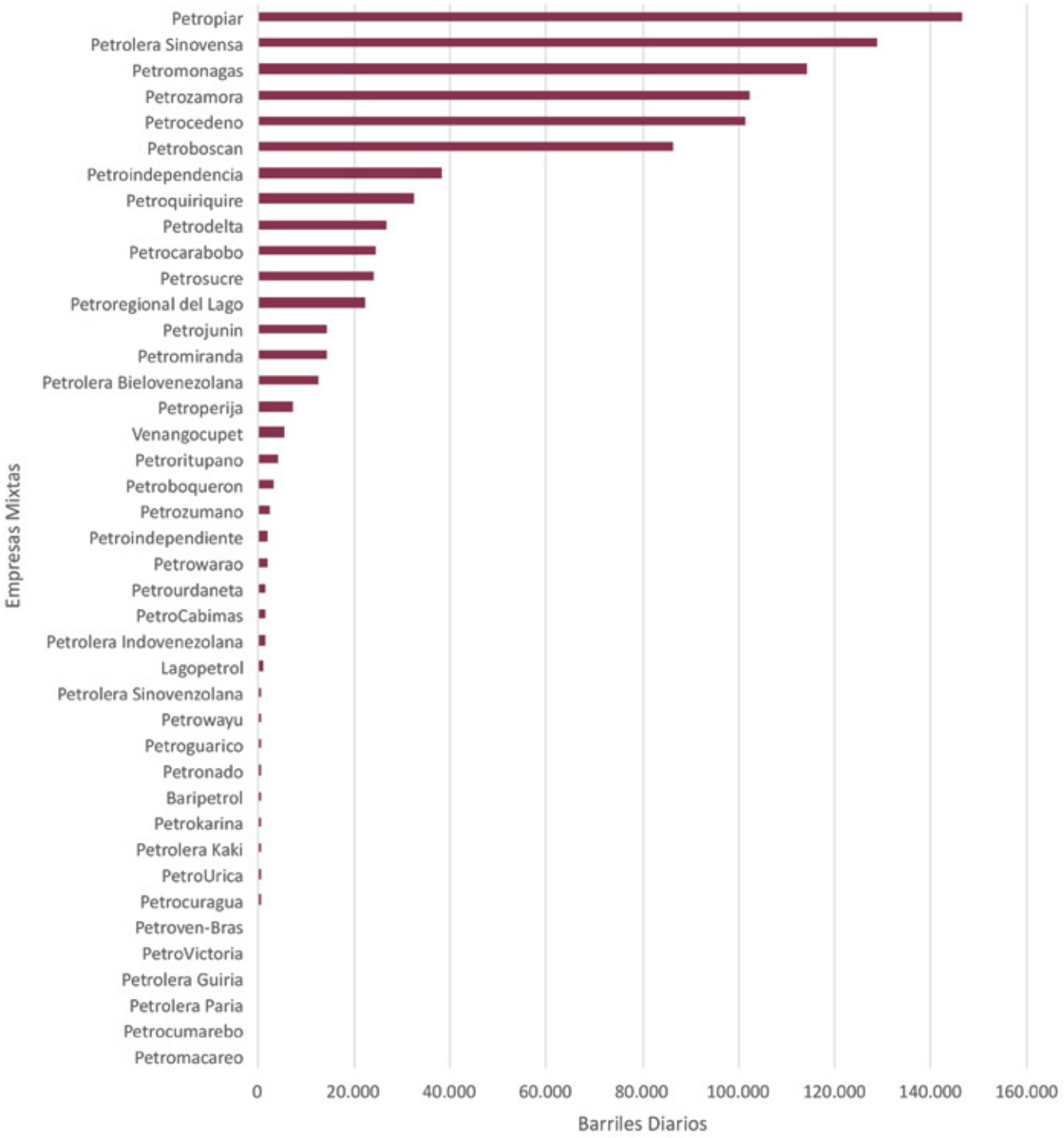
**Gráfico 29: Producción por tipo de contrato como porcentaje de la producción (1990-2016)**




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

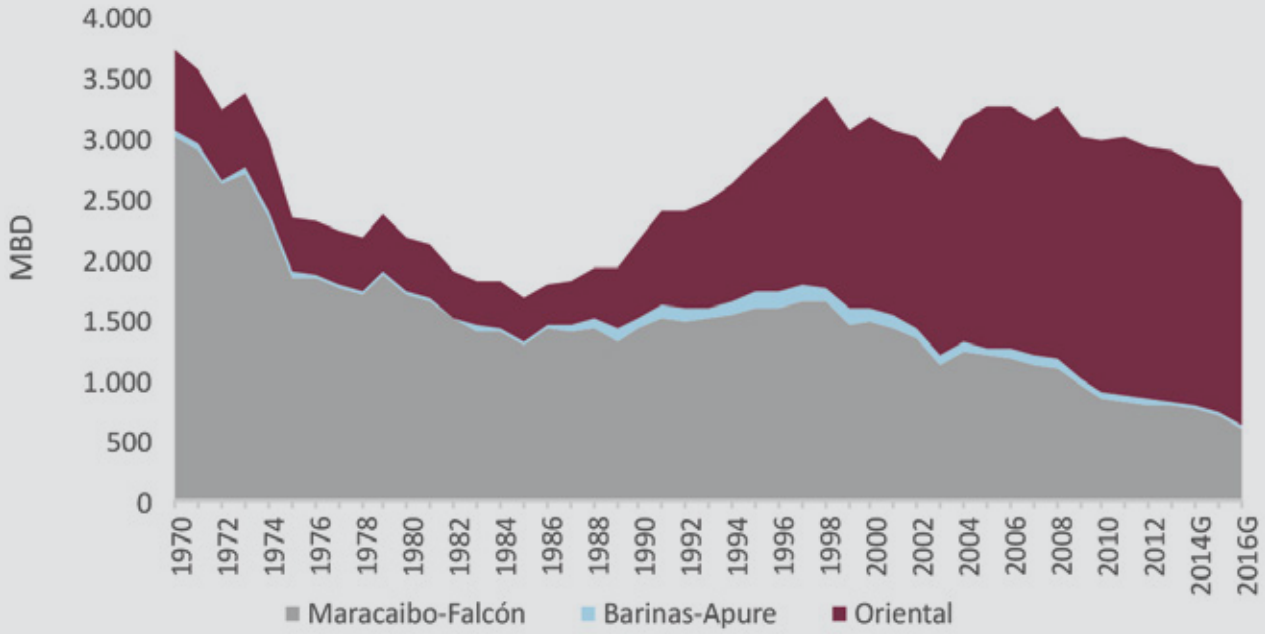
De acuerdo a estimaciones de U.S. Energy Information Administration (EIA), para el 2017 el total de producción de empresas mixtas se ubicó en 926,1 MBD (caída de 19% respecto al últimas cifras publicadas por PDVSA en 2016), siendo la empresa mixta con mayor producción Petropiar, (Empresa en conjunto entre PDVSA y Chevron), la cual registró 146,6 MBD. Asimismo, seguidamente se ubicaron las empresas Petrolera Sinovensa y Petromonagas con una producción de 128,7 MBD y 114,1 MBD, respectivamente.

**Gráfico 30: Producción de crudo empresas mixtas (2017).**




**Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA). Country Analysis Brief: Venezuela.**

**Gráfica 31: Producción por cuenca (1970-2016)**




**Fuente: PODE (MENPET, 2012) e Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017).**

Por otro lado, para el año 2016 la cuenca Oriental fue la que registro mayor participación en la producción total con un 75% equivalente a 1.843 MBD, seguida de la cuenca Maracaibo-Falcón y Barinas-Apure con 24% y 1%, equivalente a 597 y 27 MBD, respectivamente. Comparado al año 2015, la producción de crudo en cada región ha tenido una respectiva disminución. La producción en la cuenca Oriental disminuyó en 8,2%, la cuenca Maracaibo-Falcón en 15,58% y la producción en la cuenca de Barinas-Apure en 15,63%.

ARTÍCULO No

02

# ¿Por qué se permitió el colapso de PDVSA?

Luis Oliveros

En 1998 el sector petrolero en Venezuela representaba cerca del 19% del PIB, contribuía con la mitad de los ingresos fiscales, era responsable del 70% de las exportaciones (número coyuntural por la caída del precio del petróleo, el histórico se ubicaba en 90-95%) y de algo más del 90% de la generación de divisas. En ese año Pdvsa reportaba una producción de petróleo crudo de 3.279.000 bd, pero también unos 170.000 bd en líquidos de gas natural, lo que colocó a la producción total de petróleo del país en unos 3.449.000 bd (90% de la cual correspondía a gestión propia de Pdvsa). Del total de petróleo crudo producido en ese año, 1.233.000 bd eran crudo liviano y 1.137.000 bd eran crudo mediano, por otra parte, la Cuenca Maracaibo aportaba 1.634.000 bd (el 47% del total). En cuanto a las exportaciones, estas se ubicaban en 3.116.000 bd, barriles que se cobraban todos en efectivo. La capacidad de refinación total de Pdvsa era de 3.085.000 bd.

Pdvsa contaba con casi 50.000 empleados, esos trabajadores producían diariamente 68 barriles y exportaban 61. En términos per cápita se produjeron 55 barriles por cada venezolano y se exportaron 50 barriles por cada venezolano. La deuda financiera rondaba los US$ 8.000 millones y las cuentas por pagar en menos de US$ 2.500 millones.

Las divisas que recibió (US$12.038 millones vs. US$12.178 millones). El precio promedio de la cesta petrolera venezolana fue de $10,57/b y el costo de producción rondó los $2.75/b.
La norma institucional indicaba que Pdvsa debía entregar la casi totalidad de las divisas que generaba al Banco Central de Venezuela institución que se encargaba de administrarlas, cosa que efectivamente ocurrió (recordemos que, para ese momento, Venezuela contaba con un fondo de estabilización macroeconómico, el cual con Chávez en el poder estará destinado a ser víctima de múltiples cambios en sus reglas de funcionamiento, para luego prácticamente desaparecer). Pdvsa entregó el 98,85% de las divisas que recibió (US$12.038 millones vs. US$12.178 millones). El precio promedio de la cesta petrolera venezolana fue de $10,57/b y el costo de producción rondó los $2.75/b.

Años después, Venezuela experimentaría la bonanza petrolera más larga de su historia. Si revisamos los ingresos petroleros (nominales) percibidos por los gobiernos de Hugo Chávez y Nicolas Maduro desde 1999 hasta 2016 (aproximadamente cerca de los US$900.000 millones), los deflactamos y comparamos con lo recibido por los gobiernos post Pérez Jiménez (desde Rómulo Betancourt hasta Rafael Caldera II) tenemos que los dos primeros recibieron en 18 años los mismos ingresos (en términos reales) que recibieron sus antecesores en 40 años. Es importante destacar lo recibido por Hugo Chávez en su segundo mandato (2006-2012), que representa aproximadamente al 27% del total. En esos 6 años de presidencia de Hugo Chávez (2006-2012), su gestión administró los mismos ingresos que las presidencias (juntas) de Rómulo Betancourt, Raúl Leoni, Rafael Caldera (en su primer gobierno) y Carlos Andrés Pérez (en su primer gobierno).

Lamentablemente, Venezuela pasó en muy pocos años de una bonanza petrolera a una hiperinflación, hecho tal vez sin precedentes en la historia de la humanidad. De esos elevados ingresos petroleros solo quedaron deudas financieras, un país prácticamente en la ruina, en default y con problemas sociales muy graves. Esa bonanza no construyó ni grandes obras de infraestructura, ni dejó ahorros, ni activos externos, ni una clase media fortalecida o millones de venezolanos fuera de la pobreza.

Entonces, ante la importancia capital que tiene la industria petrolera en la economía venezolana y ese largo período de elevados ingresos, ¿Por qué Hugo Chávez y Nicolas Maduro no velaron por cuidar a Pdvsa y a la industria petrolera?, ¿Por qué permitieron el colapso de la industria si Pdvsa había sido la base financiera para el desarrollo y mantenimiento del poder por parte de ambos?, ¿por qué hicieron tan poco para evitar la fuerte caída en la producción petrolera y el deterioro tan importante de Pdvsa?, ¿por qué no buscaron aislarla de sus políticas económicas erradas?

Las respuestas a esas preguntas las podemos encontrar en la forma como decidieron interactuar con ella y en la manera de entender y buscar ampliar su control sobre la economía. En primer lugar, desde que Chávez tomó posesión de la presidencia de Venezuela en febrero de 1999, intentó cambiar las reglas institucionales que rodeaban la industria petrolera venezolana, para tomar control de la misma, algo que finalmente logró luego de terminada la huelga petrolera de 2003. Su objetivo era claro: controlar la renta petrolera, utilizarla a su discreción, "sin camisas de fuerza institucionales" para consolidar y aumentar su poder. Es necesario recordar que, al poco tiempo de ganar la presidencia, Hugo Chávez convoca a una Asamblea Nacional Constituyente que propone cambios a la Constitución Nacional con miras a incrementar sustancialmente los poderes presidenciales, pero también busca producir cambios en el sector hidrocarburos promulgando una Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en el año 1999 y una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos en el año 2001.

A partir del año 2004 y luego de estar el año previo luchando contra el BCV buscando que le dieran un "millardito" para supuestamente invertirlo en actividades agrícolas, Hugo Chávez crea el Fondo para el Desarrollo del País (FONDESPA), con la supuesta misión de financiar actividades productivas orientadas a ampliar la integración de la industria petrolera con el resto del aparato industrial del país. Para 2005 "se da cuenta" que ese fondo es un mecanismo "burocrático", por lo que reforma nuevamente la Ley del Banco Central de Venezuela (BCV) y crea el Fondo Nacional para el Desarrollo Nacional (FONDEN) como un instrumento de acumulación de aportes (por parte de ingresos petroleros de Pdvsa y de algo nuevo llamado reservas internacionales excedentarias por parte del BCV) pero que en realidad es un fondo de gasto discrecional, sin ningún tipo de control, manejado directamente por el propio Hugo Chávez.

En esa nueva reforma de la ley del BCV se eliminó la obligación de Pdvsa de vender al BCV todas las divisas producto de la exportación de petróleo (para que la estatal tuviera suficientes recursos para alimentar los fondos parafiscales creados por el gobierno, como el FONDEN). La razón de ser del FONDEN, siempre fue extraer la mayor cantidad posible de recursos de Pdvsa para su manejo discrecional, sin transparencia ni rendición de cuentas, por parte del Ejecutivo.

Los cambios en 2007 (pasar de convenios operativos a empresas mixtas), las nacionalizaciones (buena parte de las empresas de servicios que operaban en la cuenca Maracaibo) en 2009 y minimizar el rol contralor del Ministerio de Energía sobre Pdvsa, también contribuyeron bastante a minar la institucionalidad del sector petrolero.

En resumen, podemos afirmar que el deterioro institucional auspiciado por el gobierno contra PDVSA, acabaron con su independencia, aumentaron su politización y por lo tanto la forma en la cual el gobierno incidía en la toma de decisiones de la estatal. Sin lugar a dudas, fue un duro golpe para su funcionamiento y sostenibilidad.

Por otra parte, tenemos los efectos negativos de eliminarle paulatinamente a PDVSA su autonomía, tanto operativa como financiera. La intención de Hugo Chávez fue, como años después lo confesaría, crear una situación de conflicto a lo interno de la empresa y con esto facilitar su "limpieza" (la huelga petrolera de 2002-2003). El paro petrolero es un punto de inflexión que consolida el poder del gobierno dentro de la industria, dejándola sin un importante recurso humano y abiertamente politizada. Con esta acción, Pdvsa inició su nueva faceta dentro de la economía venezolana, siendo sobrecargada de responsabilidades no petroleras, distrayéndola de su negocio principal. Adicionalmente debemos destacar la obsesión de la "nueva Pdvsa" de romper con las ideas de la "IV República" lo que la lleva a intensificar el esfuerzo productivo (y de inversiones) en la Faja Petrolífera es desmedro de las áreas tradicionales. Para 1998 la Cuenca Maracaibo producía el 52% del total del crudo del país, mientras que la Cuenca Oriental el 44%. Para 2016 la relación cambia a 24% y 75% respectivamente. Ese cambio ha generado una concentración de crudos pesados y extrapesados en la matriz productiva de Pdvsa, algo muy diferente a lo que se tenía en 1998. A la llegada de Chávez, la producción de crudos livianos representaba el 36% del total, seguida de los crudos medianos con 33% y los pesados y extrapesados con 25% (en el 6% restante estaban los líquidos del gas natural y los condensados). Para 2016, los crudos pesados y extrapesados tienen un peso del 58%, mientras que los medianos tienen un 22% y los livianos de apenas un 12%. Esta disminución en la producción de crudos livianos ha traído como consecuencia que Pdvsa haya tenido que aumentar el gasto en importaciones de ese tipo de crudos para utilizarlos en la Faja (por la baja disponibilidad de esos crudos para mezclarse con crudos extrapesados), dinero que pudo haberse ahorrado la nación (y por ejemplo utilizarlos Pdvsa para invertir en mantenimiento). Priorizar la faja por sobre las cuencas tradicionales llevó no solo a que la canasta petrolera venezolana de exportación fuera más pesada y por lo tanto, con un menor precio, sino que contribuyó a la merma en la producción petrolera que hoy padecemos.

Por último, tenemos el efecto en lo financiero. La voracidad financiera del gobierno fue la guinda de la torta del colapso de una Pdvsa diezmada en lo institucional y en lo operativo. Convirtieron a Pdvsa en una especie de "caja chica" para financiar cualquier cantidad de proyectos, la gran mayoría alejados de su negocio medular y con escasas probabilidades de generar fuentes de repago y/o alguna utilidad. En el cuadro N°1 presentamos los aportes a misiones, programas sociales y fondos en el período 2001-2016 por parte de Pdvsa (tomado de su informe de gestión 2016).

## Aportes a Misiones, Programas Sociales, Fonden y Fondespa 2001-2016

Fuente: Informe de Gestión Anual Pdvsa
Millones de USD

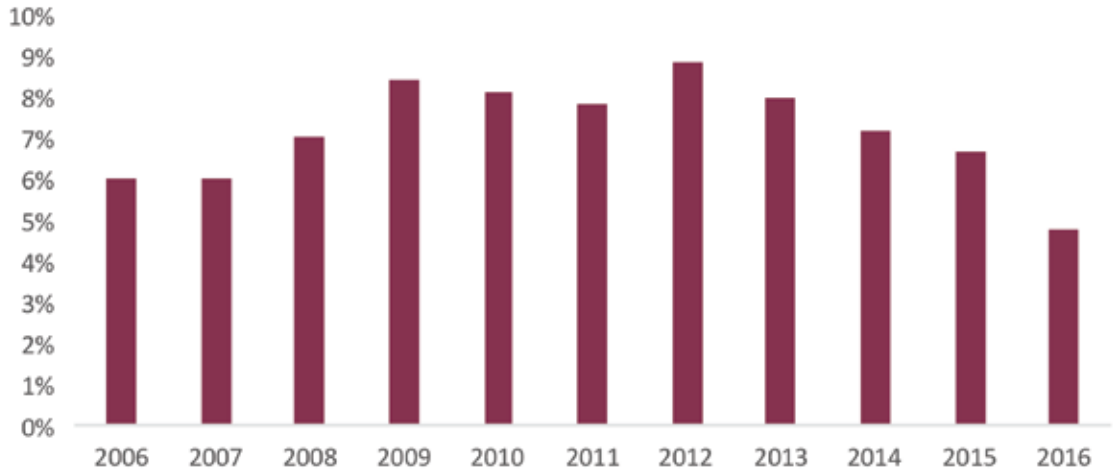
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Misión Ribas | - | - | 32 | 320 | 371 | 280 | 133 | 330 | 599 | 361 | 322 | 405 | 150 | 157 | 46 | 15 | **3.521** |
| Misión Alimentación | - | - | - | 146 | 303 | 325 | 916 | 212 | - | 1.210 | 1.238 | 317 | 1.569 | 1.607 | 835 | 306 | **8.984** |
| Misión Barrio Adentro I, II y III | - | - | 34 | 275 | 309 | 1.693 | 3.258 | 130 | 7 | 3.463 | 3.781 | 5.581 | 3.888 | 4.321 | 2.159 | 1.063 | **29.962** |
| Misión Vuelvan Caras | - | - | - | 172 | 220 | 240 | 29 | 11 | - | - | - | - | - | - | - | - | **672** |
| Misión Milagro | - | - | - | - | 125 | - | 25 | 9 | - | - | - | - | - | - | - | - | **159** |
| Misión Sucre | - | - | 3 | 113 | 668 | - | - | 17 | 6 | 156 | 2 | - | - | 1 | - | - | **966** |
| Misión Ciencia | - | - | - | - | - | 291 | 28 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | **319** |
| Misión Revolución Energética | - | - | - | - | - | 210 | 219 | 174 | 745 | 2.115 | 2.197 | 69 | 196 | 250 | 142 | - | **6.317** |
| Gran Misión Vivienda Venezuela | - | - | 300 | 500 | 500 | 476 | 659 | 221 | 157 | 1.251 | 4.010 | - | - | - | - | - | **8.074** |
| Gran Misión AgroVenezuela | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.140 | - | - | - | - | - | **1.140** |
| Gran Misión Hijos de Venezuela | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 598 | - | - | - | - | **598** |
| Gran Misión en Amor Mayor Venezuela | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.241 | - | - | - | - | **1.241** |
| Gran Misión Barrio Tricolor | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 325 | - | - | - | **325** |
| Proyectos Agrícolas | - | - | - | 600 | 600 | 423 | 919 | 848 | 54 | 14 | 362 | 109 | 102 | 17 | 141 | 15 | **4.204** |
| Proyectos de Infraestructura | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 335 | 623 | 63 | 799 | 204 | 574 | 3 | **2.601** |
| Proyectos Autogas | - | - | - | - | - | - | - | - | 91 | 202 | 116 | 230 | 89 | 5 | 6 | - | **739** |
| Fondo Alba Caribe | - | - | - | - | - | 40 | 72 | - | 50 | - | - | - | - | - | - | - | **162** |
| Fondo Bicentenario | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 738 | - | - | 149 | - | - | - | **887** |
| Fondo Especial de la Juventud | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 40 | - | - | - | **40** |
| Fondo Seguridad | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 455 | 84 | - | 19 | - | - | - | **558** |
| Fondo Miranda | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.083 | 4.306 | 5.113 | 4.705 | 687 | 8.015 | 5.385 | **33.294** |
| Fondo Deporte | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 28 | 97 | - | - | - | - | - | **125** |
| Fondo Chino | - | - | - | - | - | - | - | 864 | 2.065 | 2.507 | 5.022 | 5.760 | 5.817 | 6.854 | 6.355 | 2.931 | **38.175** |
| Plan de Vialidad | - | - | - | - | 113 | 28 | 77 | 237 | 125 | 93 | 1.155 | 210 | 1.657 | 50 | 17 | 11 | **3.773** |
| Plan Caracas Bicentenario | - | - | - | - | - | - | - | - | | | 145 | 170 | 77 | 10 | - | - | **402** |
| Obras Hidráulicas | - | - | - | - | - | 27 | 23 | 54 | 14 | 24 | 757 | 6 | 180 | 3 | - | - | **1.088** |
| Núcleos de Desarrollo Endógeno | - | - | - | - | 55 | 47 | 130 | 46 | 5 | - | - | - | - | - | - | - | **283** |
| Aportes Sector Eléctrico PDVSA | - | - | - | - | - | 163 | 650 | 822 | 1.089 | 3.578 | 1.566 | 1.435 | 1.097 | 601 | 601 | 477 | **12.079** |
| Apoyo a Emergencia por Lluvias | - | - | - | - | - | - | - | - | | 37 | 219 | 175 | 103 | - | - | - | **534** |
| Aportes a Comunidades | 34 | 14 | 12 | 133 | 5 | 677 | 418 | 148 | 382 | 245 | 585 | 3.808 | 1.430 | 413 | 168 | 29 | **8.501** |
| Aporte Social. Proyectos de inversión PDVSA | - | - | - | - | - | 202 | 262 | 578 | 369 | 297 | 623 | 1.680 | 343 | 131 | 119 | 28 | **4.632** |
| Fondo de Ahorro de los Trabajadores | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1162 | 102 | 208 | 63 | 5 | **1.540** |
| Otras Misiones y Aportes | - | - | 168 | 57 | 493 | 152 | 230 | 289 | 248 | 31 | 307 | 161 | 504 | 162 | - | - | **2.802** |
| Tarjeta Misiones Socialistas Hogares de la Patria | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 108 | **108** |
| **Sub-Total Aportes a Misiones y Programas Sociales** | **34** | **14** | **549** | **2.316** | **3.762** | **5.274** | **8.048** | **4.990** | **6.006** | **22.223** | **28.657** | **28.293** | **23.341** | **15.681** | **19.241** | **10.376** | **178.805** |
| Contribuciones al FONDEN | - | - | - | | - 1.525 | 6.855 | 6.761 | 12.384 | 600 | 1.334 | 14.728 | 15.572 | 10.418 | 10.400 | 976 | 599 | 82.152 |
| FONDESPA | - | - | | - 2.000 | 2.000 | 229 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.229 |
| **Sub-Total FONDEN y FONDESPA** | | | | **2.000** | **3.525** | **7.084** | **6.761** | **12.384** | **600** | **1.334** | **14.728** | **15.572** | **10.418** | **10.400** | **976** | **599** | **86.381** |
| **Total** | **34** | **14** | **549** | **4.316** | **7.287** | **12.358** | **14.809** | **17.374** | **6.606** | **23.557** | **43.385** | **43.865** | **33.759** | **26.081** | **20.217** | **10.975** | **265.186** |

El gobierno siempre defendió estos aportes como "inversión social". Del cuadro, llama la atención como Pdvsa ha enviado US$82.152 millones al Fonden (y deberíamos agregar los US$4.229 millones al Fondespa). Ante una enorme falta de transparencia con respecto al destino final de esos recursos (¿que se hizo con todo ese dinero? ¿en qué benefició a los venezolanos?), surge la inquietud en torno a si no era mucho mejor dejarle esas divisas a Pdvsa y que esta lo dedicará a labores de mantenimiento en la industria petrolera (pozos, yacimientos, refinerías, mejoradores, mayor educación hacia su recurso humano) o en inversiones para lograr aumentos en la producción.

Al mismo tiempo debemos señalar las enormes pérdidas que le han generado a Pdvsa (y por lo tanto a Venezuela) los acuerdos energéticos que creó Hugo Chávez, buscando apoyos políticos de países de la región. Aunque el argumento de dichos acuerdos era de promover la integración regional y la distribución justa de la energía entre las naciones de América Latina, la idea central era comprar aliados extranjeros (votos en organizaciones como la OEA, ONU, etc.) con petróleo y aumentar el radio de influencia del gobierno venezolano en la región. Entre 2006 y 2013 Venezuela envió un promedio de 225.000 bd a los países de Petrocaribe, Cuba y demás acuerdos energéticos (en 2012 esos envíos significaron el 9% de la producción petrolera total de Venezuela). Por otra parte, entre 2006 y 2016, esos acuerdos energéticos habrían generado una factura petrolera superior a los US$ 60.000 millones pero que, ante la falta de transparencia en estos acuerdos, no queda claro que porcentaje de esa factura Venezuela pudo recibir al final.

En torno a estos acuerdos energéticos, es pertinente refrescar los casos emblemáticos de República Dominicana en enero de 2015 y de Jamaica en agosto de 2015, en el marco de Petrocaribe. Con ambos países, Pdvsa llegó a negociar una disminución de sus cuentas por cobrar con tal que pagarán en efectivo, la estatal venezolana por estas operaciones tuvo una pérdida financiera de unos US$3.451 millones, dinero que pudo haber recibido completo y en el corto plazo si le hubiera vendido ese petróleo a países que no estuvieran en esos acuerdos. Al final, fueron ventas de petróleo con descuentos.

**Participación de los acuerdos energéticos regionales en la producción total**




**Fuente: Pdvsa, informes financieros varios años.**

# Ideas Finales

Para Hugo Chávez y Nicolas Maduro, Pdvsa y la industria petrolera nacional han sido instrumentos fundamentales para sostener sus proyectos políticos. A pesar de vender la idea de la soberanía petrolera y de la gran posibilidad que teníamos de convertirnos en una potencia energética mundial, su intención real era el simple control y utilización discrecional de los ingresos petroleros para consolidarse y mantenerse en el poder. Poco les importaba que la búsqueda de ese objetivo le generara enormes problemas operativos y financieros a Pdvsa y que, por lo tanto, su capacidad de producción en el futuro inmediato se viera seriamente comprometida (como al final ocurrió).

El colapso de Pdvsa fue el lógico desenlace de hacer las cosas muy mal, aun cuando tuvieron enormes oportunidades de enmendar y la fortuna de encontrarse en medio de un boom petrolero que además duró más de 10 años.

A la larga se debe comprender que la revolución bolivariana no ha tenido entre sus intereses generar bienestar en la población, a pesar de venderse como un proyecto socialista, progresista que intenta empoderar a los más pobres. En realidad, es un simple proyecto político que busca la permanencia en el poder a cualquier costo, aunque uno de estos haya sido generar un daño sin precedentes en la industria petrolera del país con las mayores reservas petroleras del mundo.

## Bibliografía


OLIVEROS, LUIS y JOSÉ MANUEL RODRÍGUEZ. ¿Qué hacer con el ingreso petrolero? en "La nueva economía venezolana, propuestas ante el colapso del socialismo rentista", Fundación Konrad Adenauer, Editorial Alfa, N°17, 2017.

OLIVEROS, LUIS y JOSÉ MANUEL RODRÍGUEZ. Transformaciones del sistema político venezolano en el siglo XXI: la política petrolera en "Desarmando el modelo: las transformaciones del político venezolano desde 1999", Fundación Konrad Adenauer, Abediciones, 2017.

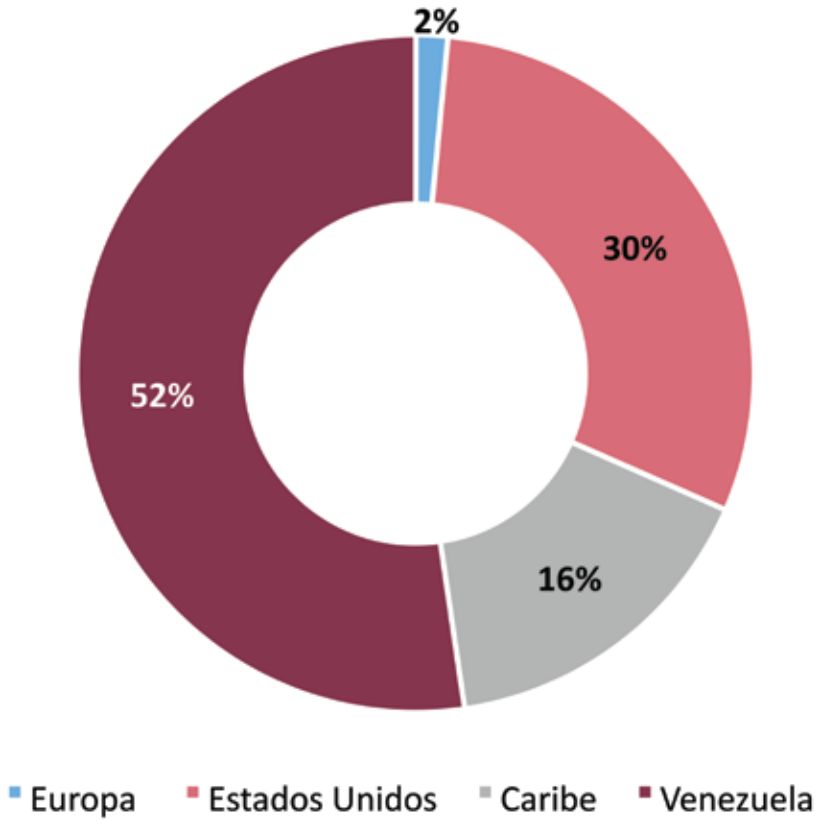
PENSAMIENTO PETROLERO DEL COMANDANTE CHÁVEZ. Una publicación del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería y Pdvsa.

PDVSA. Informes de Gestión, varios años.

# REFINACIÓN

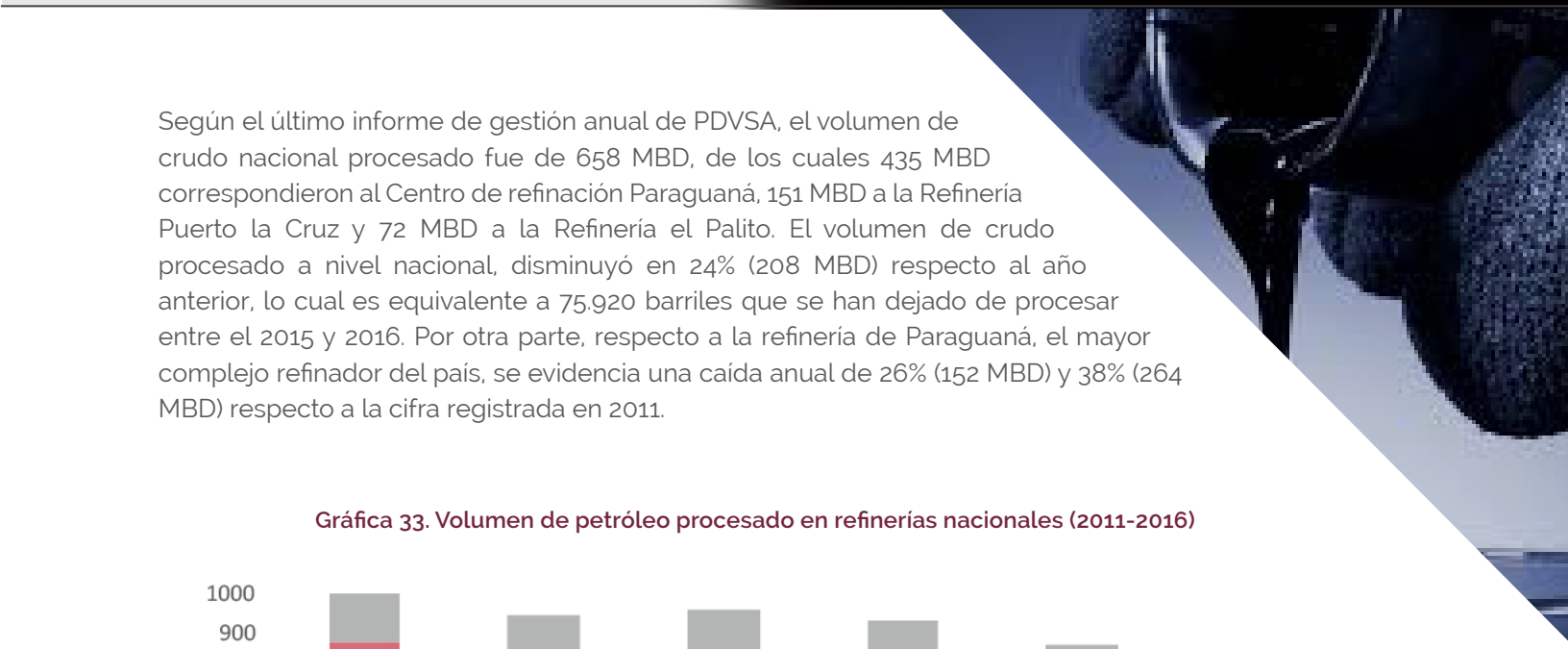
En 2016, la capacidad de refinación total fue de 2.491 MBD, comparado con el año anterior se registró una caída de 9% en dicho indicador. Con respecto a la distribución de la capacidad de refinación total, se registraron 1.303 MBD correspondientes a la refinación nacional y 1.188 MBD a la refinación internacional. De esta manera a nivel internacional, 749 MBD de crudo se refinó en los Estados Unidos, en segundo lugar 401 MBD en el Caribe y por último 38 MBD de Europa.

**Gráfica 32. Capacidad nominal de refinación de PDVSA (2016)**



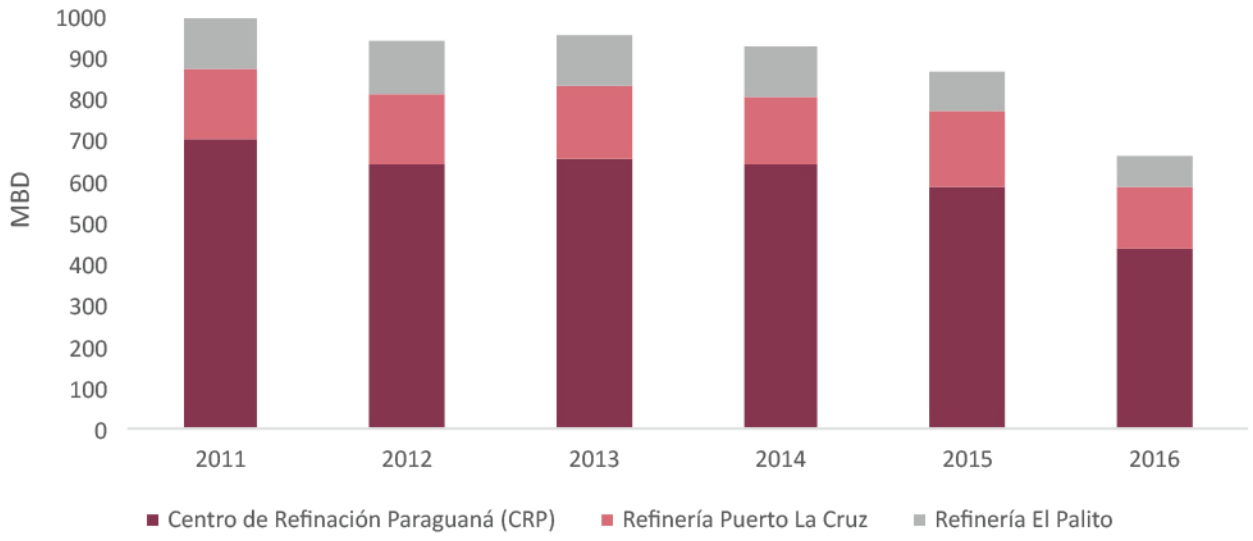

**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

# REFINACIÓN
## Nacional



Según el último informe de gestión anual de PDVSA, el volumen de crudo nacional procesado fue de 658 MBD, de los cuales 435 MBD correspondieron al Centro de refinación Paraguaná, 151 MBD a la Refinería Puerto la Cruz y 72 MBD a la Refinería el Palito. El volumen de crudo procesado a nivel nacional, disminuyó en 24% (208 MBD) respecto al año anterior, lo cual es equivalente a 75.920 barriles que se han dejado de procesar entre el 2015 y 2016. Por otra parte, respecto a la refinería de Paraguaná, el mayor complejo refinador del país, se evidencia una caída anual de 26% (152 MBD) y 38% (264 MBD) respecto a la cifra registrada en 2011.

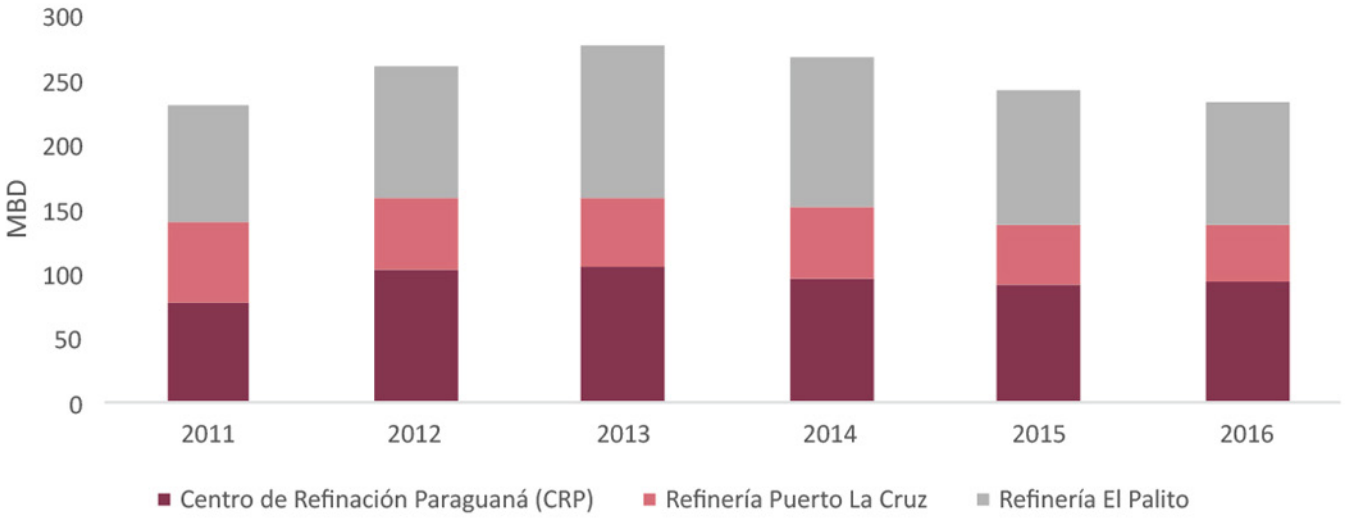
**Gráfica 33. Volumen de petróleo procesado en refinerías nacionales (2011-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

Para 2016, los insumos destinados a procesos y mezclas se registraron en 233 MBD, de los cuales 93 MBD provienen del Centro de refinación Paraguaná, 44 MBD de la Refinería de Puerto la Cruz y 96 MBD la de la Refinería el Palito. Respecto al año 2015, se evidencia una disminución de 3% (8 MBD) en la caída de los insumos a nivel nacional, equivalente a un total de 2.920 barriles de insumos que se dejaron de destinar a las refinerías. Por último, se presenta una caída de 16% (43 MBD) respecto al valor registrado en 2013.

**Gráfica 34. Insumos destinados a procesos y mezclas en refinerías nacionales (2011-2016)**



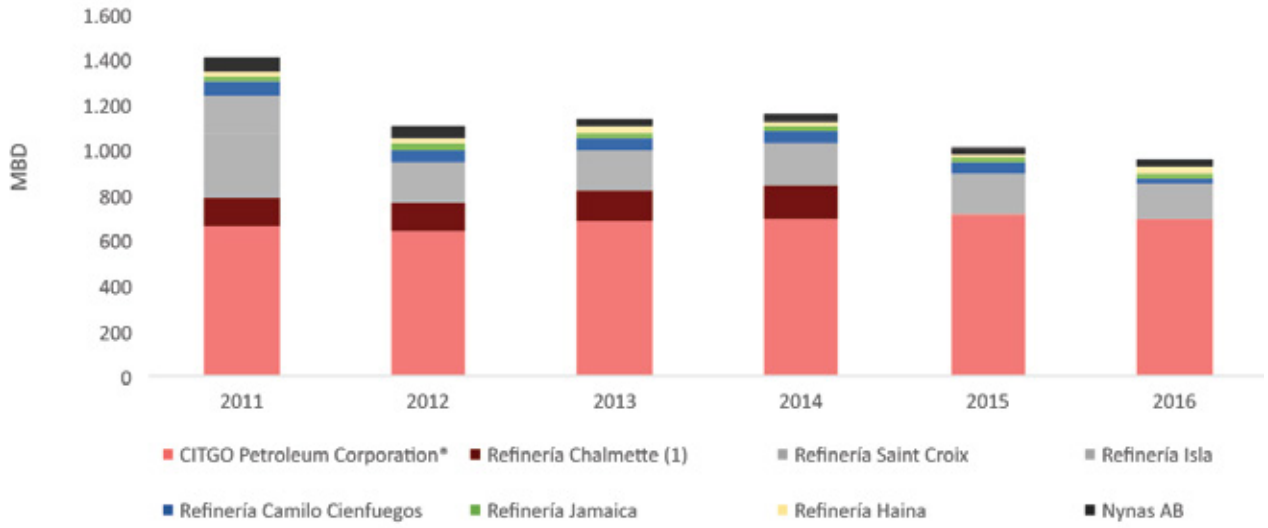

**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

# REFINACIÓN
## Internacional

Durante el año 2016, el volumen de crudo procesado a nivel internacional fue de 959 MBD, lo que evidencia una caída anual de 5% (48 MBD) y el valor mínimo desde el 2011, año en el cual se procesaban 1.405 MBD de crudo. En este sentido, se refleja una pérdida de 162.900 barriles de crudo procesado, por parte de las refinerías a nivel internacional para el periodo 2011-2016.

En relación a los complejos refinadores  a nivel internacional, para el 2016 Citgo se ubicó en primer lugar con un volumen de crudo procesado de 693 MBD (caída anual de 4%), seguido de la refinería Isla con 156 MBD (disminución de 12% respecto al 2015), luego la refinería Camilo Cienfuegos con 27 MBD (contracción anual de 47%), finalmente las refinerías Haina con 23 MBD (incremento anual de 16 MBD) y Nynas AB con 39 MBD (aumento de 26% respecto al año anterior), respectivamente.

**Gráfica 35. Volumen de petróleo procesado en refinerías internacionales (2011-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**
**Nota:**
**1.**La refinería Chalmette fue vendida en 2015

# Tabla 4

Refinerías de PDVSA en el mundo (2016-2015)

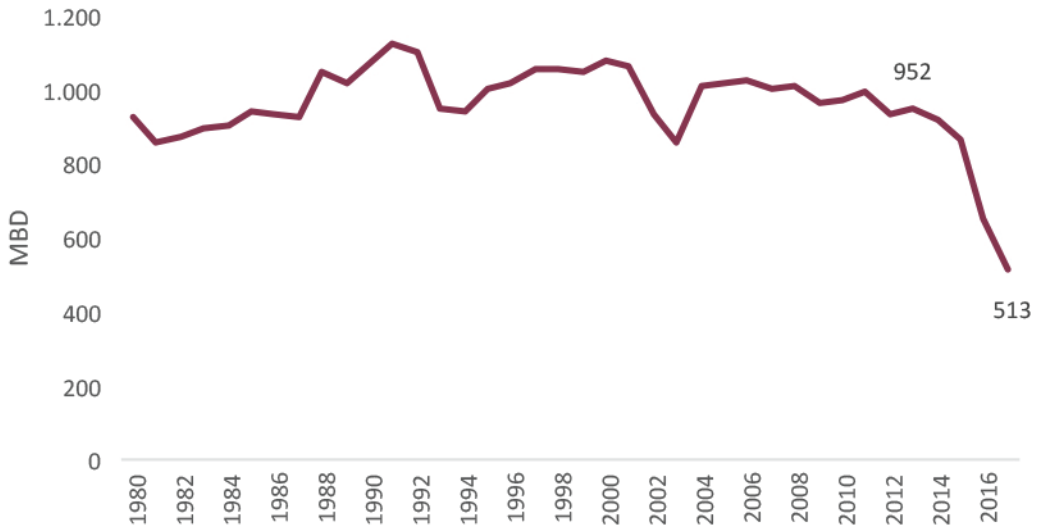
| Refinería | Ubicación | Empresa | Socio | Capacidad de Refinación (MBD) | Capacidad de refinación correspondiente a PDVSA (MBD) | Participación |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Lake Charles | Estados Unidos | CITGO | | 425 | 425 | 100% |
| Corpus Christi | Estados Unidos | CITGO | | 157 | 157 | 100% |
| Lemont | Estados Unidos | CITGO | | 167 | 167 | 100% |
| Chalmette (1) | Estados Unidos | Chalmette Refining | Exxon Mobil Co. | 184 | 92 | 50% |
| Saint Croix (2) | Estados Unidos | Hovensa(7) | Hess Co. | 495 | 248 | 50% |
| Sweeny (3) | Estados Unidos | PDV Sweeny | Conoco Phillips* | 110/58 | 55/29 | 50% |
| Camilo Cienfuegos (4) | Cuba | CUVENPETROL | Comercial Cupet S.A. | 65 | 32 | 49% |
| Jamaica (5) | Jamaica | Petrojam | Petroleum Corporation of Jamaica | 35 | 17 | 49% |
| Isla | Curazao | PDVSA | | 335 | 335 | 100% |
| Haina (6) | Rep. Dominicana | Refidomsa PDVSA | Refidomsa | 34 | 17 | 49% |
| Dundee (7) | Escocia | Nynas | Neste Oil AB | 9 | 4 | 50% |
| Eastham (7) | Inglaterra | Nynas | Neste Oil AB | 18 | 5 | 25% |
| Nynashamn (7) | Suecia | Nynas | Neste Oil AB | 29 | 15 | 50% |
| Gothenburg (7) (8) | Suecia | Nynas | Neste Oil AB | 11 | 5 | 50% |

**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

(1) La refinería fue vendida en 2015
(2) Empresa mixta con Hess Co.
(3) Empresa mixta con ConocoPhillips
(4) Empresa mixta con Comercial Cupet S.A.
(5) Empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica
(6) Empresa mixta con Refidomsa
(7) Empresa mixta con Neste Oil AB
(8) La refinería cerró en 2012. Opera como terminal de almacenaje

Por otra parte, según el informe anual de BP, el nivel de crudo procesado por parte de Venezuela evidencia una tendencia decreciente desde el 2013, agudizándose durante los años 2016 y 2017 con caída interanual de 24% y 22%, respectivamente. Por último, para el año 2017 el volumen total de crudo procesado en Venezuela fue de 513 MBD, lo cual representa el menor volumen de crudo procesado durante los últimos 37 años.

**Gráfico 36. Volumen de crudo procesado Venezuela (1980-2017)**

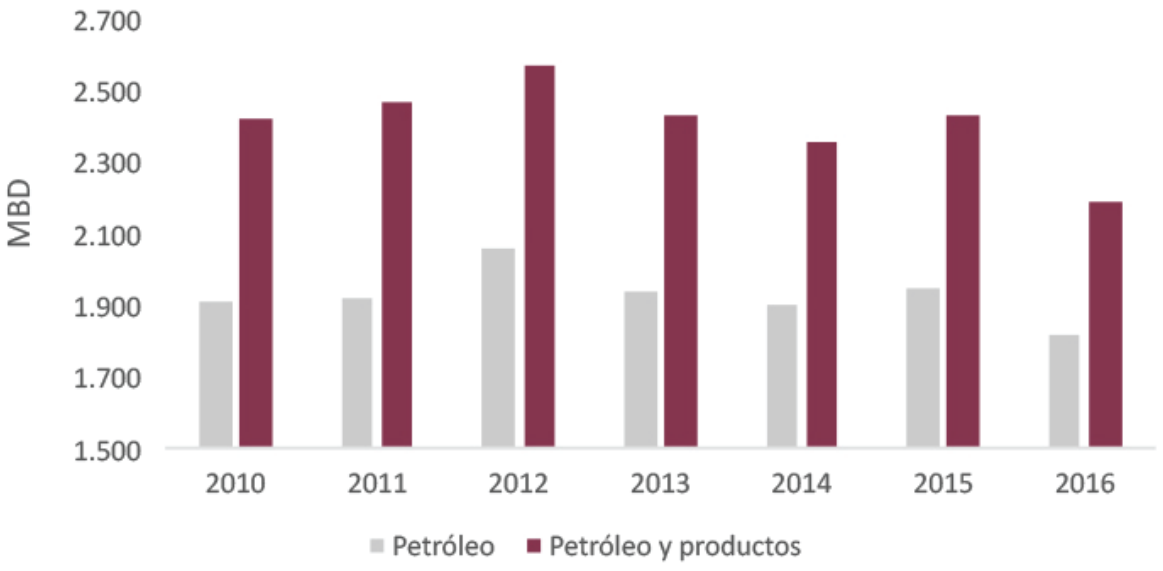



**Fuente: Statistical Review of World Energy (BP, 2018)**

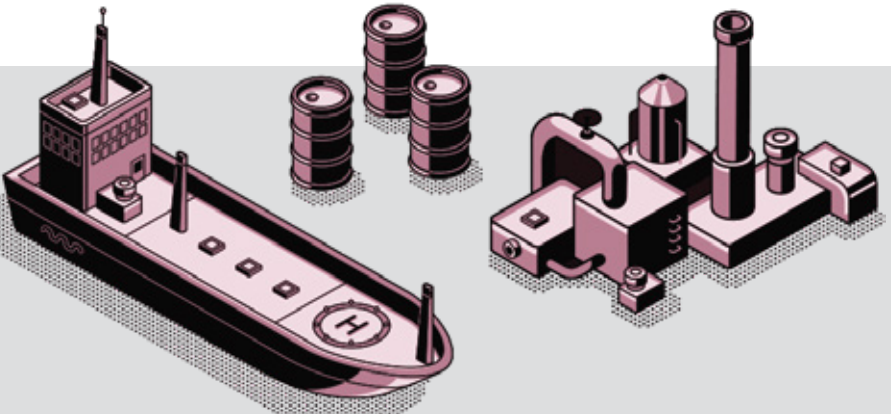
# Comercialización

De acuerdo a cifras publicadas por PDVSA, las exportaciones de crudo y productos de Venezuela se ubicaron en 2.189 MBD en 2016, de los cuales 1.818 MBD fueron de exportaciones de crudo (83% del total) y 371 MBD correspondieron a productos refinados (17% del total). Comparando con el año 2015, las exportaciones de crudo y producto disminuyeron en 9,7% (236 MBD), representando el nivel más bajo de exportación de crudo y producto registrado en los últimos 5 años.

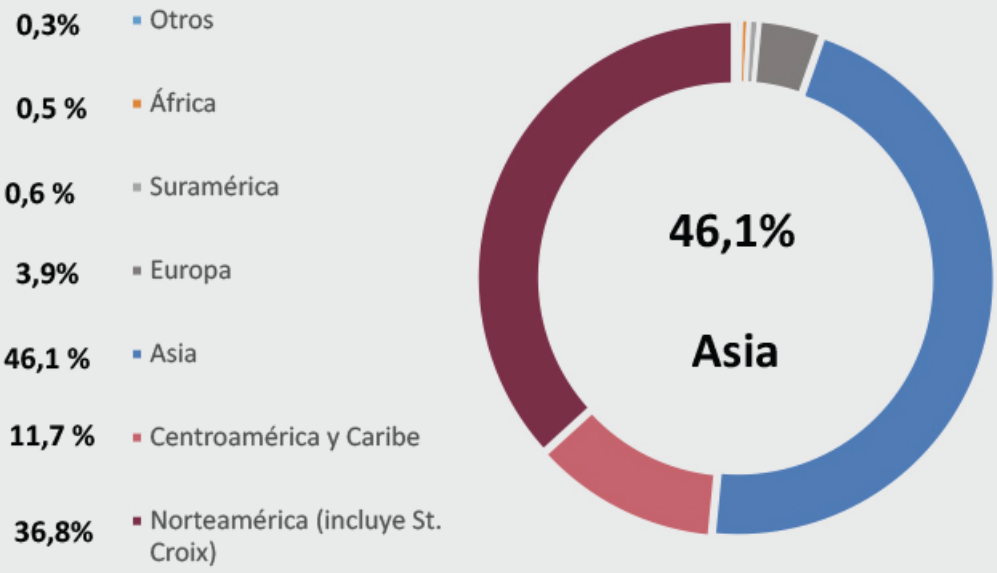
**Gráfica 37. Exportaciones de petróleo y productos (2010-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**



**Gráfica 38. Exportaciones de crudo y productos por región (2016)**

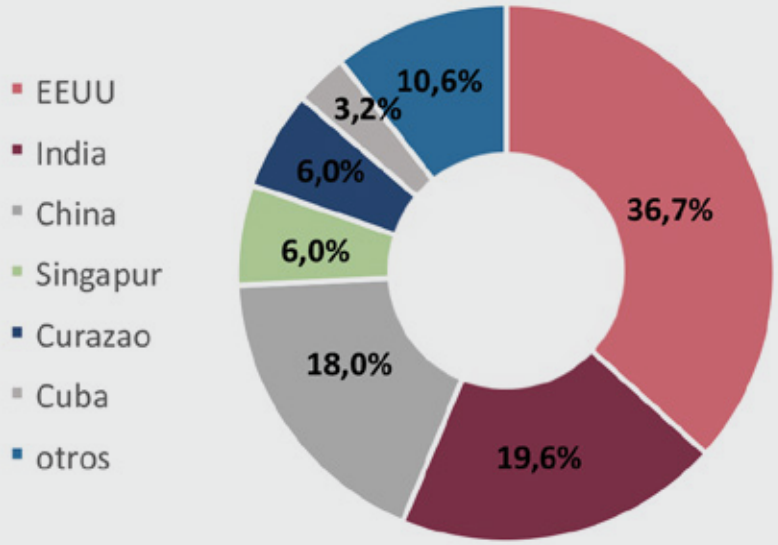



**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA) y EIA**

En el año 2016 los países que se ubicaron como los principales destinos de exportación de crudo y producto de Venezuela fueron EE.UU, China y la India. En primer lugar, el nivel de exportación a Estados Unidos se ubicó en 803 MBD, mostrando un aumento de 0,25% respecto al 2015. Seguidamente, el envío de crudo y producto a India fue de 429 MBD, aumentando en 3,37% respecto al año anterior y por último, las exportaciones a China fueron de 394 MBD, reflejando una caída anual de 1,5%.

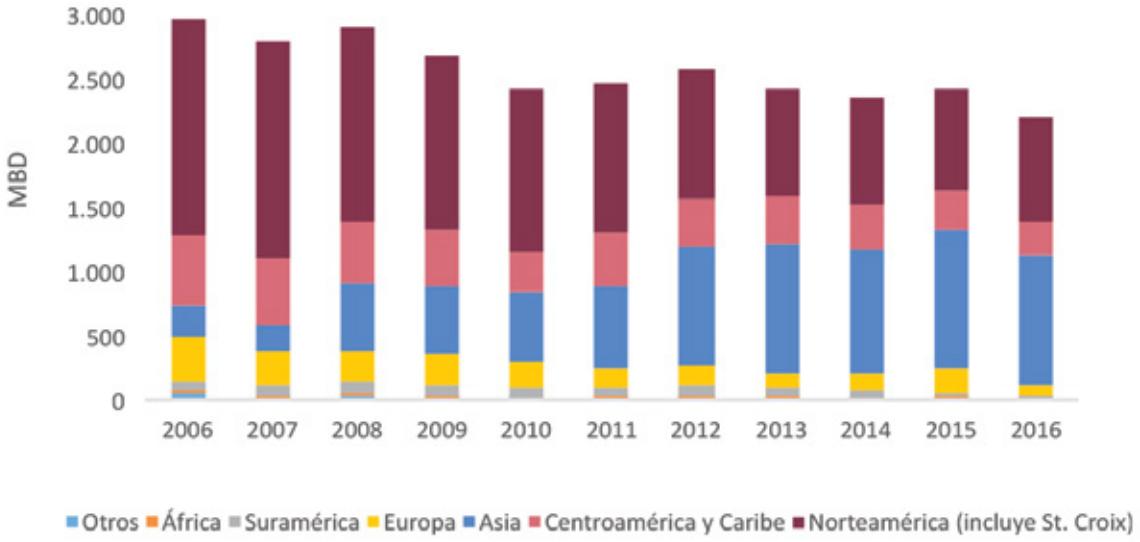
En relación a Estados Unidos, a pesar de ser el principal socio comercial de Venezuela, se ha evidenciado entre el año 2009 y 2016 una reducción de las exportaciones de crudo y producto para dicho país en un 40%. Por su parte, las exportaciones de crudo y producto a China e India, han seguido una tendencia al alza, especialmente India que evidenció un incremento de 4 veces en el nivel respecto al año 2009 mientras que China solo mostró un aumento de 6% en relación al mismo año.

**Gráfica 39: Exportaciones crudo y productos por país de destino. (2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA)**

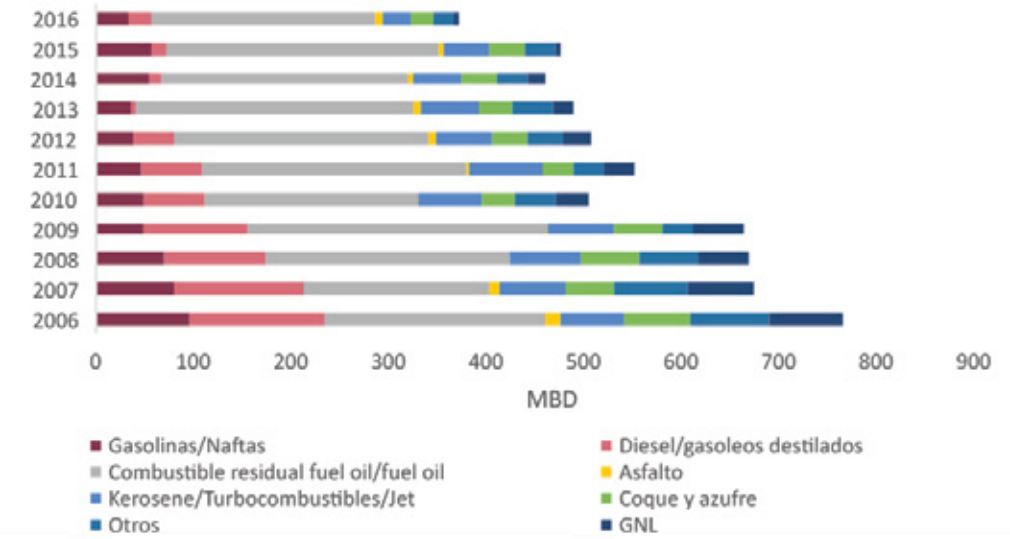
**Gráfica 40. Exportaciones de crudo y productos por región de destino (2006-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017) y EIA**

En los últimos diez años, se ha evidenciado una disminución de 53% en el nivel de exportación de crudo y producto a la región Norteamericana, equivalente a una reducción de 899 MBD en esta década. En el año 2006, la participación de la región norteamericana en el total de exportación de crudo y producto de PDVSA representó 57% y para el año 2016 la participación disminuyó a 37%. Por su parte, las exportaciones de crudo y producto a la región asiática representaron el 8% del total de exportación para el 2006, mientras que para el año 2016 la participación aumentó a un 46% del total exportado, equivalente a 1.010 MBD comercializados con la región asiática en este último año; de esta manera desplazando a la región norteamericana como principal destino de comercialización de crudo y producto de PDVSA.

**Gráfica 41: Exportaciones de productos por tipo (2004-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

# Tabla 5

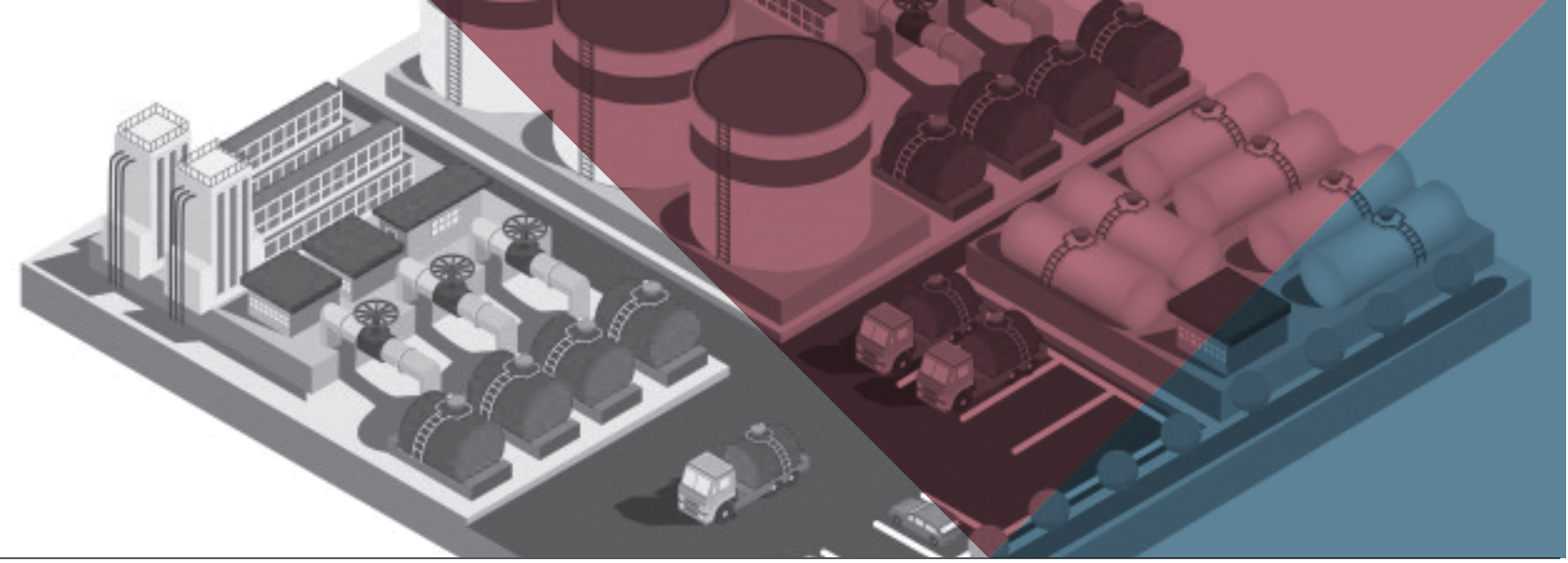
Exportaciones de productos por tipo (2016-2006) (MBD)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gasolinas/Naftas | 95 | 80 | 69 | 48 | 49 | 46 | 39 | 36 | 53 | 56 | 32 |
| Diesel/gasoleos destilados | 140 | 133 | 104 | 108 | 63 | 64 | 41 | 6 | 14 | 15 | 25 |
| Combustible residual fuel oil/fuel oil | 225 | 190 | 250 | 306 | 217 | 271 | 261 | 284 | 254 | 279 | 230 |
| Asfalto | 16 | 10 | - | 1 | 0,3 | 1 | 7 | 6 | 5 | 7 | 8 |
| Kerosene/Turbocombustibles/Jet | 66 | 68 | 73 | 67 | 67 | 75 | 57 | 60 | 49 | 45 | 27 |
| Coque y azufre | 67 | 51 | 60 | 50 | 32 | 32 | 37 | 35 | 37 | 37 | 23 |
| Otros | 82 | 74 | 61 | 33 | 43 | 32 | 38 | 41 | 31 | 31 | 21 |
| GNL | 74 | 67 | 52 | 50 | 33 | 30 | 28 | 22 | 17 | 5 | 5 |
| Total | 765 | 673 | 669 | 663 | 504 | 552 | 508 | 490 | 460 | 475 | 371 |

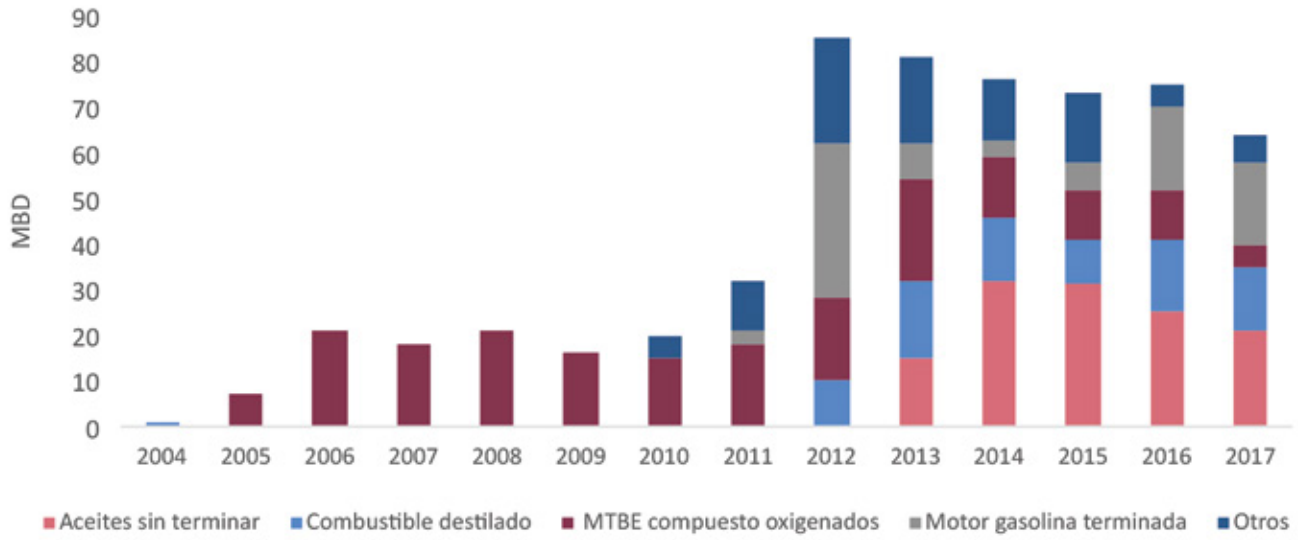
**Fuente: Informe de Gestión Anual varios años (PDVSA)**

Según informe anual de PDVSA, para el año 2016, las exportaciones por tipo de producto estuvieron compuestas por fuel oil con 62%, seguido de naftas y gasolinas con 9%, luego diesel y kerosene con 7%. Respecto al año anterior, los productos que tuvieron mayor caída fueron gasolina con 43%, kerosene con 40%, coque y azufre con 38%.

Las exportaciones por tipo de producto registradas en el año 2016 (371 mbd), reflejaron el nivel más bajo alcanzado desde el año 2006. De esta manera, por primera vez en 10 años se exporta por debajo de los 400 mil barriles diarios de producto, siendo el componente que ha presentado mayor reducción el producto diesel y destilados con 82% en 2016 respecto al 2006. Seguidamente la nafta y gasolina con disminución de 66% el mismo periodo y gas natural licuado (GNL) con caída de 93%.



**Gráfica 42. Importaciones por tipo de producto desde Estados Unidos (2004-2017)**



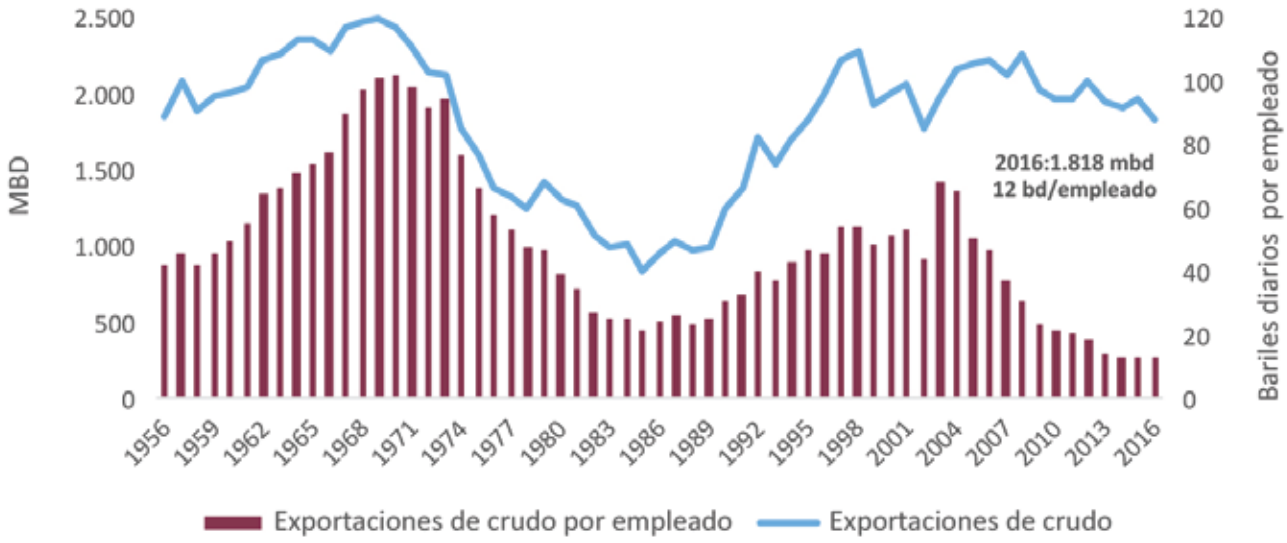

**Fuente: EIA**

De acuerdo cifras de la EIA, la importación de productos que hace Venezuela desde Estados Unidos fue de 64 MBD para el 2017, representando una disminución de 15% respecto al año anterior. Del total importado, 33% correspondió a aceites sin terminar, 28% fue de motor de gasolina, 22% de combustible destilado, y 9% fue de otros productos.

Previo al año 2012, el principal producto de importación fue el MTBE compuestos oxigenado[4], el cual permite ser de aditivo para procesar con los productos terminados producidos en las refinerías de la nación. Sin embargo, desde el año 2012 al 2016 el país comenzó a importar mayores volúmenes de otros productos, particularmente gasolina de motor y aceites sin terminar, los cuales se han importado en promedio 15 MBD y 25 MBD respectivamente durante este periodo.

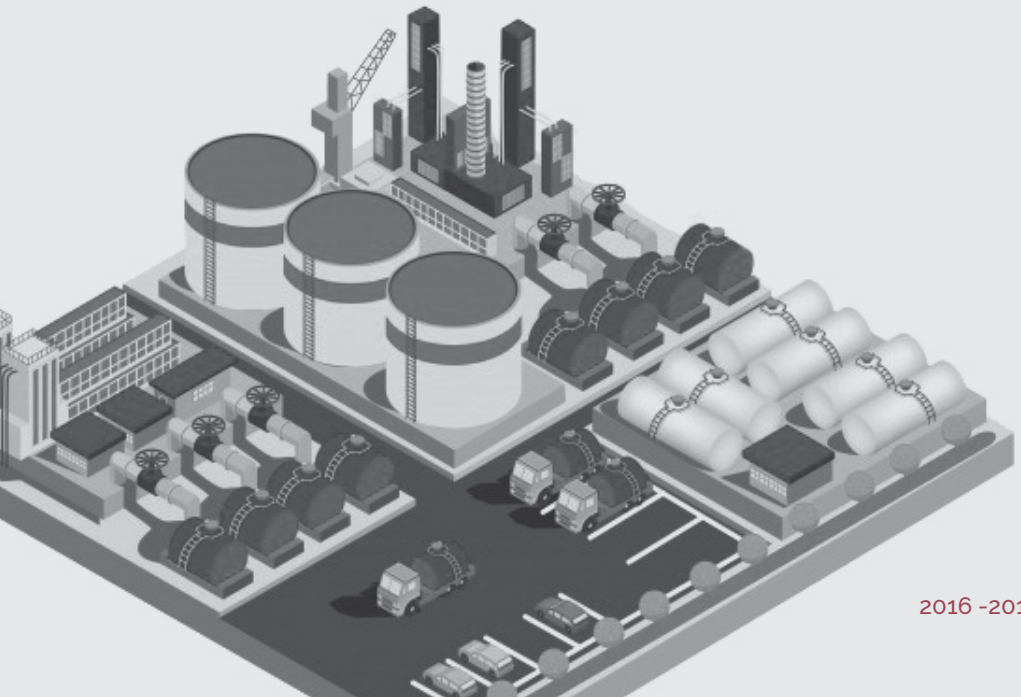
4. MTEB: componente oxigenante para gasolina de alto octanaje

**Gráfica 43. Volumen de exportación de crudo y exportaciones por trabajador de PDVSA (1955-2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA) y EIA**

Para el 2016, las exportaciones por empleado de PDVSA se registraron en 12 barriles diarios por empleado, evidenciando el valor mínimo histórico de la serie y la continua tendencia a la baja que sigue este indicador desde el año 2005, periodo en el cual se exportaba 50 barriles diarios por empleado. Por otra parte, el valor máximo histórico corresponde al año 1969 y 1979 en los cuales se exportaban 101 barriles diarios por empleado. Para el periodo 2006 y 2016 el promedio de barriles diarios exportados fue de 23, lo que representa una disminución de 48% respecto al periodo 1996-2006 y reducción de 70% respecto al periodo 1960-1970.



# Una Mirada a las exportaciones petroleras venezolanas

ARTÍCULO No 03

**Igor Hernández**
Profesor Adjunto del Centro Internacional de Energía y Ambiente, IESA.

## Introducción

Dada la dependencia fiscal y la inexistente diversificación de sus exportaciones, entender los factores que han afectado y afectarán las colocaciones de crudo y productos en el futuro tiene gran relevancia. Algunos elementos serán destacados en esta exposición: 1) cómo ha cambiado la relación comercial con EE.UU y el papel que juegan los crudos pesados y extrapesados, 2) el rol de China e India como potenciales mercados y las complicaciones asociadas al financiamiento chino y ruso y 3) los problemas operativos en Venezuela.

## ¿Qué pasa en Estados Unidos?

En 2017, EEUU concentró un 41% de las exportaciones petroleras de Venezuela[1]. Sin embargo, la caída en la producción petrolera venezolana, el desvío de barriles hacia el continente asiático y la menor necesidad de crudos livianos dado el auge en la producción de petróleo de lutitas en ese país[2], han llevado a que dichas exportaciones, hayan pasado de 1,5 millones de barriles por día (mmbd) en 1999 a 574 mil barriles por día (kbd) en promedio durante 2018. Desde 2009, la mayor parte de las exportaciones petroleras hacia EEUU son de crudos pesados y extrapesados, los cuales representan más del 80% del total de crudo y producto[3] **(ver Gráfico 1).**

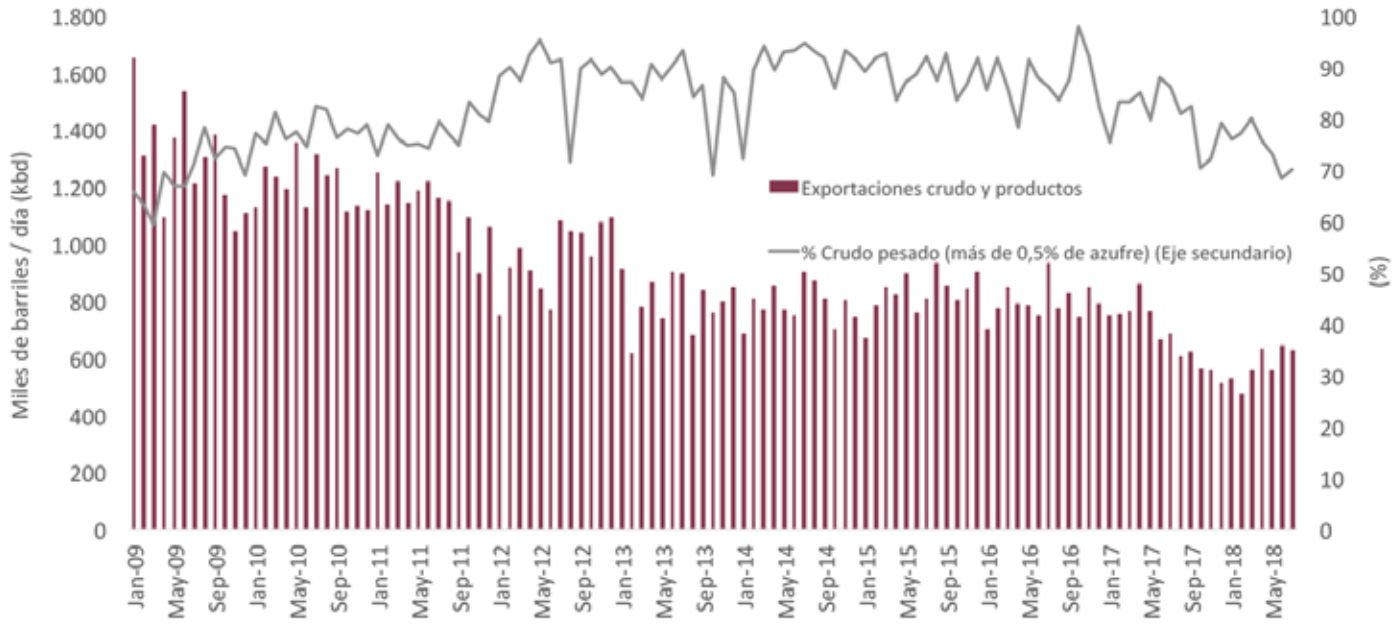



**Gráfico 1:** Volumen de exportaciones petroleras a EEUU y porcentaje de crudos pesados agrios.
**Fuente:** Energy Information Administration

1 U.S. Energy Information Administration, "Country Analysis Brief: Venezuela", 21 de junio de 2018.
2 Eskew, B. "Crude quality and trade". IHS Markit. 19 de septiembre de 2018
https://ihsmarkit.com/research-analysis/crude-quality-and-trade.html
3 Estos son definidos por el Departamento de Energía de EEUU como aquellos con gravedad menor a 27 grados API. En el caso venezolano, las cifras de producción indican que la gravedad API promedio para Venezuela fue de 19,2 grados API para el año 2014. Dado que la caída en la extracción en las regiones Occidental y Oriental (donde se ubican mayormente los crudos ligeros y medianos) ha sido mayor que la observada en la Faja del Orinoco (donde están mayormente las reservas de crudos pesados y extrapesados) es posible esperar que la gravedad API promedio (y la calidad del crudo venezolano) haya caído en los últimos años.

**Al examinar el detalle por refinería en EE.UU., llaman la atención elementos como los siguientes:**

- Las refinerías de Lake Charles y Corpus Christi, propiedad de CITGO representaron 30.45% de los envíos petroleros entre 2009 y 2018, aunque durante este último año ese porcentaje es de 45%. La caída en la producción venezolana ha hecho que, por ejemplo, la refinería de Lake Charles haya tenido que cubrir parte de sus necesidades con países como Colombia.

- La refinería de Lyondell en Houston, (anteriormente un joint-venture con CITGO) tuvo una dramática caída en las compras de crudo venezolano luego de vencerse el contrato de suministro con PDVSA en 2012, desde 201 kbd de crudo pesado a 16 kbd durante 2018, siendo reemplazados casi totalmente por Colombia y Mexico.

- La refinería en Sweeny, TX, propiedad de Phillips 66, procesaba en promedio 66 kbd durante 2009. Esta refinería aún no ha procesado un barril de crudo venezolano en 2018. Problemas con la calidad del crudo entregado4 han sido gran parte de la explicación. El principal beneficiario por esta situación ha sido Canadá, que no había enviado crudos hacia esta refinería sino hasta marzo de 2013 y en 2018 ha enviado en promedio 146 kbd.

Si tomamos en cuenta las refinerías en EEUU a las cuales Venezuela enviaba crudo pesado y extrapesado en 2009 (44 refinerías en total), vemos que en agregado, Venezuela pasó de enviar 914 kbd en ese año a enviar 483 kbd en 2018 **(ver Gráfico 3).** Los países que han incrementado más sus colocaciones en esas refinerías han sido Canadá, Iraq y Colombia. Brasil y México han perdido espacio en esas refinerías, aunque no tanto como Venezuela.

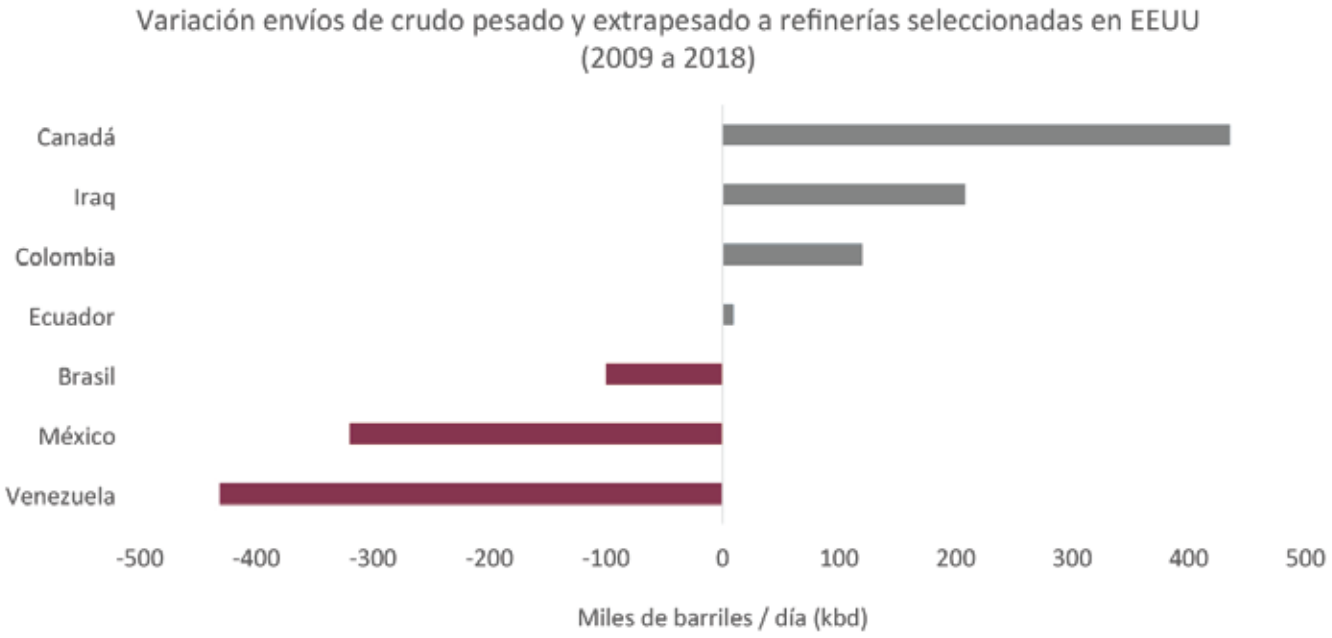
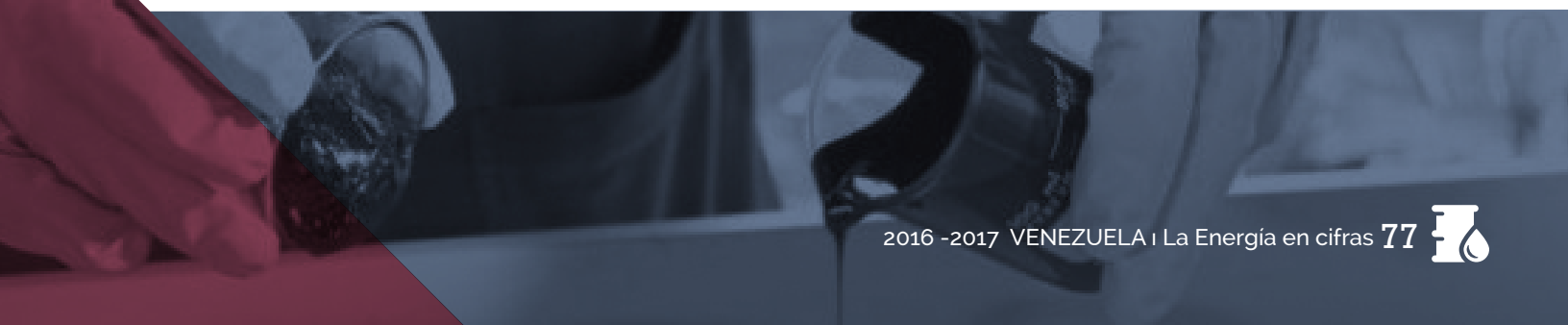



**Gráfico 2:** Variación en los envíos de crudo pesado y extrapesado para refinerías seleccionadas en EEUU.
**Nota:** La muestra incluye las 44 refinerías a las cuales Venezuela exportaba crudo pesado en 2009
- Fuente: Energy Information Administration

4 Párraga, Marianna y Seba, Erwin, "Venezuelan oil supply to Phillips 66 falls amid quality issues". Reuters, 1 de Agosto de 2017 https://www.reuters.com/article/us-venezuela-oil-phillips-idUSKBN1AH589



| Miles de barriles/día (kbd) | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Canadá | 59,44 | 105,28 | 132,97 | 147,38 | 122,71 | 230,60 | 305,44 | 324,91 | 383,89 | 494,92 |
| Iraq | 0,00 | 0,59 | 4,49 | 1,53 | 2,79 | 30,87 | 41,50 | 165,23 | 125,53 | 207,80 |
| Colombia | 190,24 | 262,20 | 335,14 | 360,99 | 329,97 | 237,28 | 306,29 | 356,15 | 208,42 | 309,76 |
| Ecuador | 152,50 | 161,26 | 165,55 | 146,45 | 178,85 | 177,55 | 174,74 | 215,56 | 167,39 | 161,01 |
| Brasil | 178,01 | 161,05 | 181,94 | 152,39 | 88,42 | 116,69 | 123,73 | 82,13 | 47,94 | 77,92 |
| México | 937,84 | 876,93 | 807,13 | 712,99 | 675,24 | 645,35 | 559,60 | 561,17 | 533,31 | 617,82 |
| Venezuela | 914,47 | 968,11 | 890,58 | 856,75 | 740,83 | 717,08 | 776,32 | 733,81 | 547,25 | 483,00 |

Cuadro 1: Evolución colocaciones de crudo pesado y extrapesado en refinerías seleccionadas en EEUU.
Nota: La muestra incluye las 44 refinerías a las cuales Venezuela exportaba crudo pesado en 2009.
*Cifras de 2018 son un promedio entre enero y julio de 2018
Fuente: Energy Information Administration

La proximidad geográfica y la capacidad existente para manejar crudos pesados, resulta clave para Venezuela poder mantener su presencia en el Golfo de México. Sin embargo, los amenazas provenientes de nuevas regulaciones [5] y la expansión de la producción en Canadá son elementos que afectarán la colocación de crudos pesados en el futuro.

## Mirando al Lejano Oriente

China e India ocupan desde hace algunos años una proporción importante de las exportaciones petroleras venezolanas (48% en 2017 [6] ).

En el caso chino, la diversificación de su sector refinador chino en años recientes ha permitido la entrada de crudos más pesados, aunque con menor escala y complejidad a la refinación en el Golfo de México. Es por ello que aún los principales proveedores de crudo de China incluyen países como Angola y Arabia Saudita, que producen crudos livianos mayormente, y Venezuela representa aún una gran incógnita como socio comercial.

Los envíos de crudo y productos a China como pago por financiamiento obtenido por Venezuela a través de la figura del Fondo Chino [7] explican gran parte del crecimiento en el comercio entre estos dos países en los últimos años. Sin embargo, los problemas productivos en Venezuela han significado un plomo en el ala a este mecanismo. Un ejemplo es la empresa mixta PetroUrica (cuyos socios son por la Corporación Venezolana de Petróleo y CNPC) que originalmente debía estar produciendo 400 kbd en 2017. Sin embargo, según algunas estimaciones[8] la producción actual es menos del 0,1% de esa meta).

[5] Para 2020 se espera entre en vigencia una prohibición en el uso de fuel oil con más de 3,5% de contenido de azufre, lo cual puede afectar el precio al cual se vende el crudo pesado en las refinerías.
[6] Energy Information Administration "Country Analysis Brief: Venezuela" 21 de Junio de 2018.
http://www.ieee.es/Galerias/fichero/OtrasPublicaciones/Internacional/2018/EIA_Venezuela_21jun2018.pdf

[7] Para una explicación detallada sobre el funcionamiento del Fondo Chino, consultar a Grisanti, A. y Lalaguna "El arte de la deuda: China, más cerca del default que de nuevo financiamiento". Prodavinci, 7 de octubre de 2018.
https://prodavinci.com/el-arte-de-la-deuda-china-mas-cerca-del-default-que-de-nuevo-financiamiento/

[8] Energy Information Administration "Country Analysis Brief: Venezuela" 21 de Junio de 2018.
http://www.ieee.es/Galerias/fichero/OtrasPublicaciones/Internacional/2018/EIA_Venezuela_21jun2018.pdf

Otro ejemplo del fracaso en la gestión comercial con China es el del proyecto de la refinería en Guandong, concebida para procesar hasta 400 kbd de crudo diluido Merey 16, donde PDVSA participaría con 40%. y debía entrar en operaciones para 2015[9]

Sin embargo, debido a que PDVSA no podía abastecer de crudo la refinería[10], su construcción se suspendió por al menos 5 años. Ahora se espera[11] que sea concluida entre 2023 y 2025, con alternativas al crudo venezolano, con posibilidad de manejar crudo Basrah de Iraq, así como crudos pesados de Irán.

En el caso de India , entre las refinerías que pueden procesar crudo pesado de la Faja se encuentran la refinería de Vadinar (propiedad de Nayara Energy, anteriormente Essar Oil), y la Refinería de Jamnagar, propiedad de Reliance, y también han sido afectadas por la caída en producción en Venezuela. De acuerdo con estimaciones de mercado[12] las compras de crudo venezolano hechas por Reliance habían caído 11,5% durante el primer semestre de 2018 hasta 271 kbd, mientras que las de Nayara Energy habían caído 30% hasta 69,1 kbd.

Es necesario tomar en cuenta que Venezuela también ha recibido financiamiento por parte del gobierno ruso y de Rosneft[13] El pago en barriles hecho a Rosneft, luego ha sido vendido a India[14] lo cual sugiere que al menos una fracción de los envíos hechos hacia esta refinería son pagos por financiamiento ruso. Es por ello que en el corto plazo, hacer envíos a Asia en lugar de los EEUU tiene un impacto en el flujo de caja, dados los compromisos de deuda existentes con China y Rusia, los cuales pueden considerarse difíciles de eludir en los actuales momentos, debido a que, por ejemplo, PDVSA utilizó a CITGO como parte del colateral en uno de los financiamientos extendidos por Rosneft.

En el largo plazo, la gran pregunta por responder se relaciona a la desventaja geográfica que tiene Venezuela respecto a los países del Medio Oriente en la colocación de su petróleo en China e India. Incluso en un escenario optimista en cuanto al crecimiento de la demanda de petróleo en Asia Emergente[15], es posible también pensar que los cambios en la matriz energética mundial incrementarán la competencia por este mercado en el futuro.

9 Wu, K. "Capacity, complexity expansions characterize China's refining industry past, present, future". Oil and Gas Journal, 3 de julio de 2011 https://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-10/processing/special-report-capacity-complexity-expansions.html

10 Zhou, O. y Yep, E. "PetroChina attempts to salvage joint refinery project with Venezuela's PDVSA". 18 de julio de 2018 https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/071818-petrochina-attempts-to-salvage-joint-refinery-project-with-venezuelas-pdvsa

11 Zhou, O. y Yep, E. "PetroChina attempts to salvage joint refinery project with Venezuela's PDVSA". 18 de julio de 2018 https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/071818-petrochina-attempts-to-salvage-joint-refinery-project-with-venezuelas-pdvsa

12 Párraga, Marianna, "Venezuela's declining crude exports squeeze India's refiners". Reuters, 3 de Julio de 2018, https://www.reuters.com/article/us-venezuela-india-crude/venezuelas-declining-crude-exports-squeeze-indias-refiners-idUSKBN1JT2B7

13 Según estimaciones hechas por Reuters , entre 2006 y 2017, Venezuela habría recibido al menos US$ 17.000 millones en préstamos y acuerdos de financiamiento con Rusia, los cuales son pagados con envíos de petróleo. Fuente: Párraga, M. y Ulmer, A. "Special Report: Vladimir's Venezuela - Leveraging loans to Caracas, Moscow snaps up oil assets". Reuters, 11 de Agosto de 2017 https://www.reuters.com/article/us-venezuela-russia-oil-specialreport/special-report-vladimirs-venezuela-leveraging-loans-to-caracas-moscow-snaps-up-oil-assets-idUSKBN1AR14U

14 DeFotis, Dimitra. "Venezuela Debt Default? Russia & India to the Rescue!" Barrons, 3 de octubre de 2017 https://www.barrons.com/articles/venezuela-debt-default-russia-india-to-the-rescue-1507041044

15 Según cifras del "World Energy Outlook 2017" de la Agencia Internacional de Energía, se espera que este país más que duplique su demanda de petróleo entre 2016 y 2040.

## Sanciones, deuda y problemas operativos

Dado el colapso de la industria petrolera venezolana con el transcurrir de los años[16], la meta de elevar el nivel de exportaciones a 3,162 MMBD para la región asiática en su conjunto[17] es ahora un sueño bastante distante.

Existen también factores que han acelerado los problemas para PDVSA y Venezuela en años recientes. Por un lado, desde 2015, el gobierno de los EE.UU ha impuesto sanciones a funcionarios del gobierno venezolano, así como de PDVSA [18]. Las sanciones han tenido impacto negativo en las operaciones de PDVSA. Un ejemplo es que clientes de PDVSA debían pagar inmediatamente por sus envíos dado que los bancos no eran capaces de emitir cartas de crédito.

Por otra parte, la logística de exportaciones se ha visto afectada por otros eventos. En abril de 2018 una corte de arbitraje internacional ordenó a PDVSA pagar US$ 2.000 millones en compensación por la expropiación de activos de ConocoPhillips en 2007. A partir de esto, Conoco tomó acciones para la posesión de instalaciones de almacenaje y transporte de crudo en islas del Caribe, las cual afectó las operaciones comerciales y dejó en evidencia la vulnerabilidad operativa de PDVSA. En Agosto de 2018, una corte en EE.UU, accedió a la solicitud de Crystallex para obtener una participación en CITGO Holding, en compensación por la expropiación de proyectos en Venezuela en 2011. La importancia de este dictamen radica en la interpretación judicial por la cual las actividades de PDVSA no pueden ser consideradas separadamente a las del gobierno, por lo que acciones pasadas del gobierno ponen en riesgo los activos de PDVSA. Esto llevaría a la venta de los activos de CITGO, aunque no es claro quiénes recibirían los recursos obtenidos de dicha venta, dados los múltiples acreedores y el tamaño de la deuda venezolana.

16 Para una descripción más detallada de lo ocurrido en los últimos años con la industria petrolera venezolana, puede referirse a Monaldi, F. "La implosión de la industria petrolera venezolana" 15 de Agosto de 2018. https://prodavinci.com/la-implosion-de-la-industria-petrolera-venezolana/, Stanley, A y Verrastro, F. "How Low Can Venezuelan Oil Production Go?" Center for Strategic and International Studies. https://www.csis.org/analysis/how-low-can-venezuelan-oil-production-go

17 PDVSA, "Balance de la Gestión Social y Ambiental 2013". http://www.pdvsa.com/images/balance_social_ambiental/2013/Balance_de_la_Gestion_Social_y_Ambiental_ano_2013.pdf

18 La orden ejecutiva 13692 emitida por el Presidente Barack Obama en 2015 impuso sanciones a "personas involucradas o responsables en la eliminación de garantías de derechos humanos, persecución de opositores politicos, restrcciones a la libertad de prensa, uso de la violencia, violaciones de derechos humanos y abusos en respuesta a protestas contra el gobierno, arresto arbitrario de manifestantes contra el gobierno, así como la significativa corrupción por parte de altos funcionarios en Venezuela" . Luego, en 2017, el Presidente Donald Trump, bajo las mismas consideraciones, así como la responsabilidad del gobierno venezolano en profundizar la crisis humanitarian en el país, y el establecimiento de una Asamblea Constituyente ilegítima, emite la orden ejecutiva 13808, que "prohíbe transacciones por parte de ciudadanos estadounidenses o dentro de los EEUU relacionados a nuevas emisiones de deuda de PDVSA o instrumentos financieros del gobierno venezolano". Así mismo, prohibe la compra de instrumentos financieros provenientes del gobierno venezolano.

Finalmente, es importante mencionar que los problemas operativos y la calidad de la infraestructura pueden afectar en el largo plazo la relación con nuestros clientes. Así como Phillips 66 hizo reclamos por la calidad del crudo venezolano que era despachado, compañías como Reliance y CNPC también han hecho reclamos [19]. Los problemas en los tanques de almacenamiento y la decisión de PDVSA de acelerar los envíos sin procesar apropiadamente el crudo extraído también provoca que no sólo las refinerías exijan un descuento por los envíos, en algunos casos lleva a cancelar la entrega por completo. Los problemas en los puertos de exportación, con retrasos en la carga de tanqueros [20], problemas de mantenimiento en los equipos, o accidentes [21], han llevado a que PDVSA haya tenido que recurrir a transferencias de carga de barco a barco, lo cual representa mayores costos para los dueños de las embarcaciones y los clientes[22].

# Comentarios finales

**Las decisiones tomadas desde el Gobierno Central, sean por financiamiento (China, Rusia), venta de activos (Lyondell), expropiaciones (Conoco), políticas (que llevaron a las sanciones), así como los problemas de la industria petrolera venezolana han determinado que ahora no logremos aprovechar las oportunidades que brindan los cambios en el mercado petrolero mundial. Cualquier escenario de recuperación debe tomar en cuenta el hecho de que las colocaciones petroleras serán un mayor reto ahora por la multitud de participantes y los cambiantes patrones de consumo. Pero si no produces, pensar en otros mercados se vuelve pura imaginación.**

19 "Venezuela's deteriorating oil quality riles major refiners"
https://www.reuters.com/article/us-venezuela-oil-insight/venezuelas-deteriorating-oil-quality-riles-major-refiners-idUSKBN1CN2EO?rpc=401&

20 Párraga, M. y Guanipa, M. "Venezuela's PDVSA transfers oil at sea despite customer qualms". 7 de junio de 2018
https://uk.reuters.com/article/uk-venezuela-pdvsa/venezuelas-pdvsa-transfers-oil-at-sea-despite-customer-qualms-idUKKCN1J32YZ

21 Párraga, M. "Tanker backlog builds up again in Venezuela after dock closure: data" 6 de septiembre de 2018
https://www.reuters.com/article/us-venezuela-oil-exports/tanker-backlog-builds-up-again-in-venezuela-after-dock-closure-data-idUSKCN1LM2FH

22 Párraga, M. y Guanipa, M. "Venezuela's PDVSA transfers oil at sea despite customer qualms". 7 de junio de 2018
https://www.reuters.com/article/us-venezuela-pdvsa/over-24-million-barrels-crude-waiting-to-be-shipped-from-venezuela-ports-data-idUSKCN1J22X9

# POLÍTICA FISCAL Y SECTOR PETROLERO

Los resultados financieros de PDVSA para el año 2016, reportan un ingreso neto de 48.002 millones de dólares (caída de 33% respecto al 2015), de los cuales las ventas por petróleo crudo, sus productos y otros fueron de 41.977 millones de dólares, (disminución de 24,14% respecto al año anterior), mientras que los ingresos financieros fueron de 6.025 millones de dólares, presentando una caída anual de 64%. El descenso de los ingresos se vio afectada por la disminución de la producción y los precios del crudo.

Por su parte, los costos y gastos fueron de 46.070 millones de dólares para 2016, lo que representa una disminución anual de 25%. La partida con mayor participación del total de costos y gastos fue la de compras de petróleo crudo y productos con un 38%. Asimismo, la partida depreciación, agotamiento y amortización representa el 20% del total, así como también gastos de operación, venta, administración y generales con una participación del 20%.

En lo que respecta a las partidas que presentan mayor disminución en costos y gastos para 2016, se encuentra gastos de operación, venta, administración y generales con una caída anual de 46% y la partida de Compras de petróleo crudo y sus productos con una disminución de 22% en relación a 2015.

Por otro lado, la utilidad neta se registró en 828 millones de dólares, registrando una caída anual de 88% y 94% respecto al 2013. Para el 2016, las operaciones continuas representaron un 20% de la utilidad neta y las operaciones discontinuas un 83%. Puede evidenciarse que ambas partidas reflejaron una reducción de 5.048 millones de dólares (97%) y 1.469 millones de dólares (68%), respectivamente en relación al 2015.

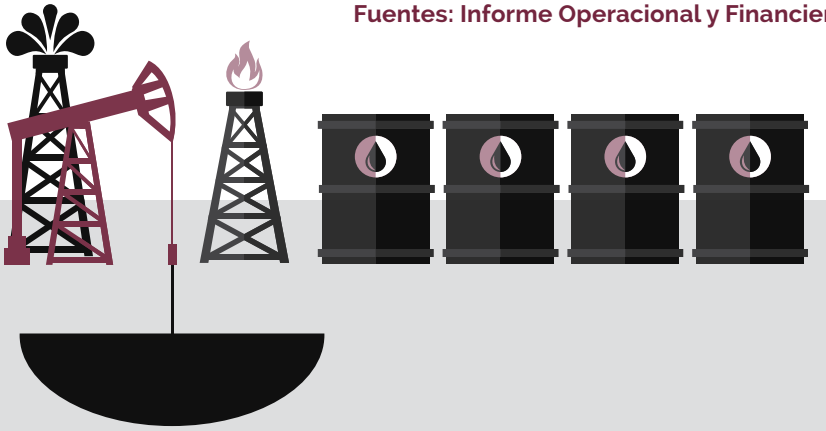
# Tabla 6

Resumen de estados financieros consolidados de PDVSA (2013-2016, millones de dólares).

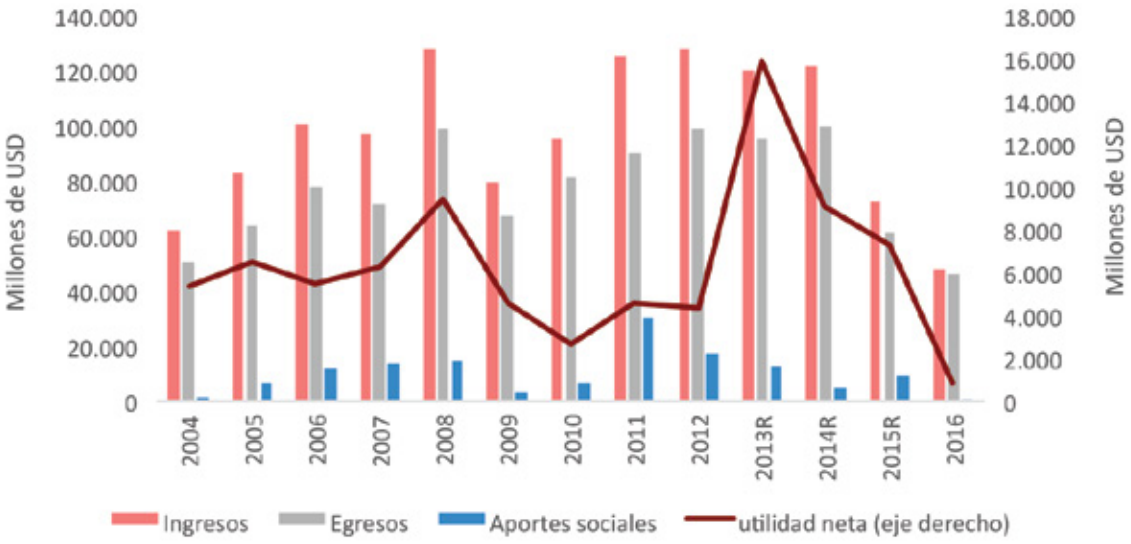
**PDVSA: Información Financiera consolidada (Millones de dólares)**

| | Reestructurados | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| **Ingresos** | **120.035** | **121.895** | **72.169** | **48.002** |
| Ventas de petróleo crudo, sus productos y otros | 110.719 | 101.552 | 55.339 | 41.977 |
| Ingresos financieros | 9.316 | 20.343 | 16.830 | 6.025 |
| Ganancia en venta activos | | | | |
| **Costos y gastos** | **95.104** | **100.257** | **61.511** | **46.070** |
| Compras de petróleo crudo y sus productos | 36.754 | 37.266 | 22.965 | 17.817 |
| Gastos de operación, venta, administración y generales | 23.733 | 27.400 | 16.828 | 9.121 |
| Gastos de exploración | 140 | 76 | 50 | 124 |
| Depreciación, agotamiento y amortización | 8.096 | 8.038 | 8.995 | 9.390 |
| Regalías, impuestos de extracción y otros | 19.262 | 13.466 | 6.294 | 4.624 |
| Gastos financieros | 2.880 | 4.065 | 2.393 | 3.620 |
| Otros egresos/ingresos netos | 4.239 | 9.946 | 3.986 | 1.374 |
| **Utilidad/Pérdida neta antes de aportes sociales e ISLR** | **24.931** | **21.638** | **10.658** | **1.932** |
| Aportes y contribuciones para el desarrollo social | 13.023 | 5.321 | 9.189 | 977 |
| **Utilidad/Pérdida neta antes de ISLR** | **11.908** | **16.317** | **1.469** | **955** |
| **Impuesto sobre la renta** | **7.186** | **5.106** | **-3.717** | **817** |
| Gasto de impuesto corriente | 12.280 | 9.715 | 3.172 | 723 |
| Impuesto diferido | -5094 | -4.609 | -6.889 | 94 |
| **Utilidad/Pérdida neta de operaciones continuas** | **4.722** | **11.211** | **5.186** | **138** |
| Utilidad/Pérdida neta de operaciones descontinuadas | 11.113 | -2.137 | 2.159 | 690 |
| **Utilidad Neta** | **15.835** | **9.074** | **7.345** | **828** |
| **Otros resultados integrales** | -2.928 | 3.391 | -4.757 | 764 |
| Resultados actuariales por beneficios a empleados* | -3.824 | 1.390 | -4.998 | 404 |
| Diferencias en conversión de operaciones** | 896 | 2.001 | 241 | 360 |
| **Utilidad integral** | **12.907** | **12.465** | **2.588** | **1.592** |

**Fuentes: Informe Operacional y Financiero e Informe de Gestión 2016.**

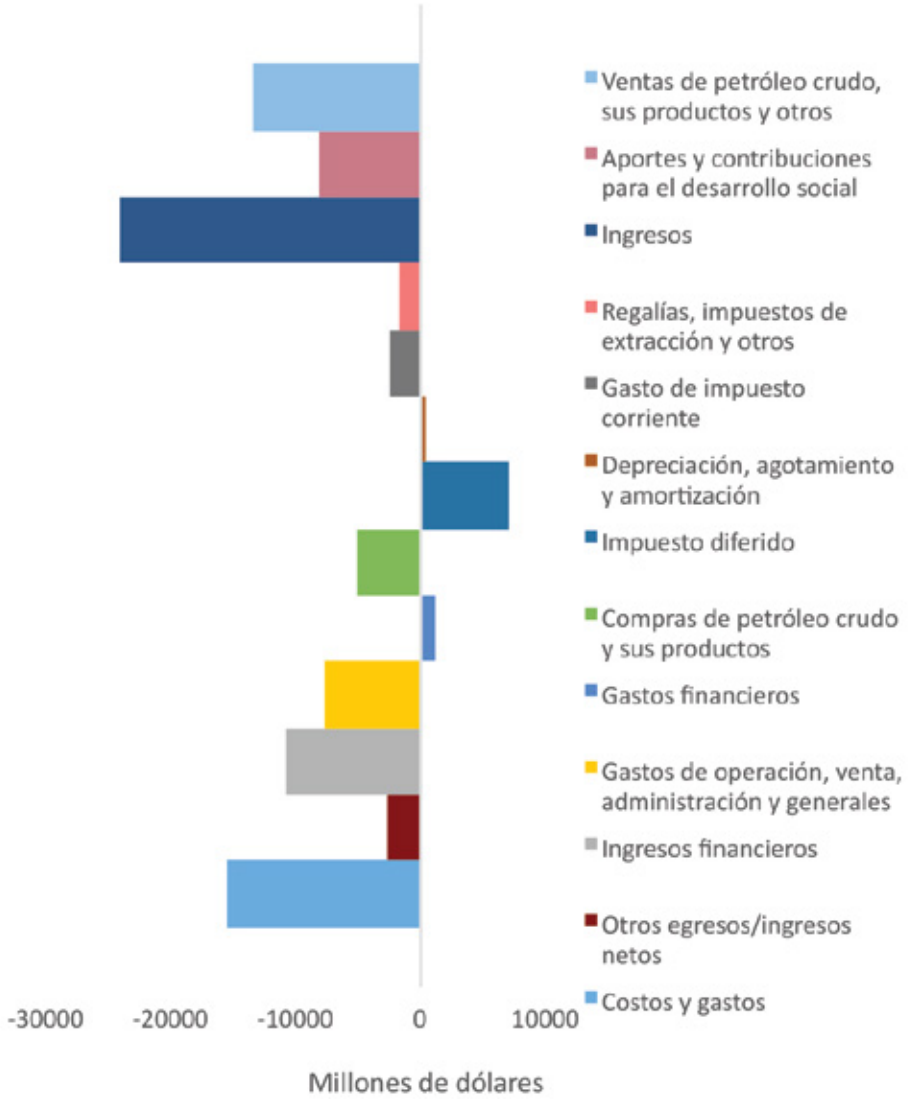


**Gráfica 44: Resultados anuales de PDVSA (2004-2016)**




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

**Gráfica 45. Partidas con mayores cambios entre 2015 y 2016.**




**Fuente: Informe Operacional y Financiero e informe de Gestión (PDVSA, 2016)**

# INGRESOS Y EGRESOS PETROLEROS

De acuerdo a cifras de la OPEP, el ingreso por concepto de las exportaciones petroleras venezolanas fue de 31 mil millones de dólares para el 2017. Esto representa una disminución de 56% respecto a la última cifra publicada por el Banco Central en 2014. Asimismo, se destaca para el 2017 que las exportaciones petroleras representaron el 98% de las exportaciones totales.

Desde el 2012, año en el cual el valor de las exportaciones petroleras alcanzaron un máximo de 93 mil millones dólares, el ingreso por la comercialización del crudo descendió 4 años de manera consecutiva. No obstante para el 2017, según la OPEP, se muestra una recuperación del 18%, debido al aumento de los precios para el periodo 2016-2017, y no por la producción petrolera, la cual registró una caída anual de 11% (243 MBD).

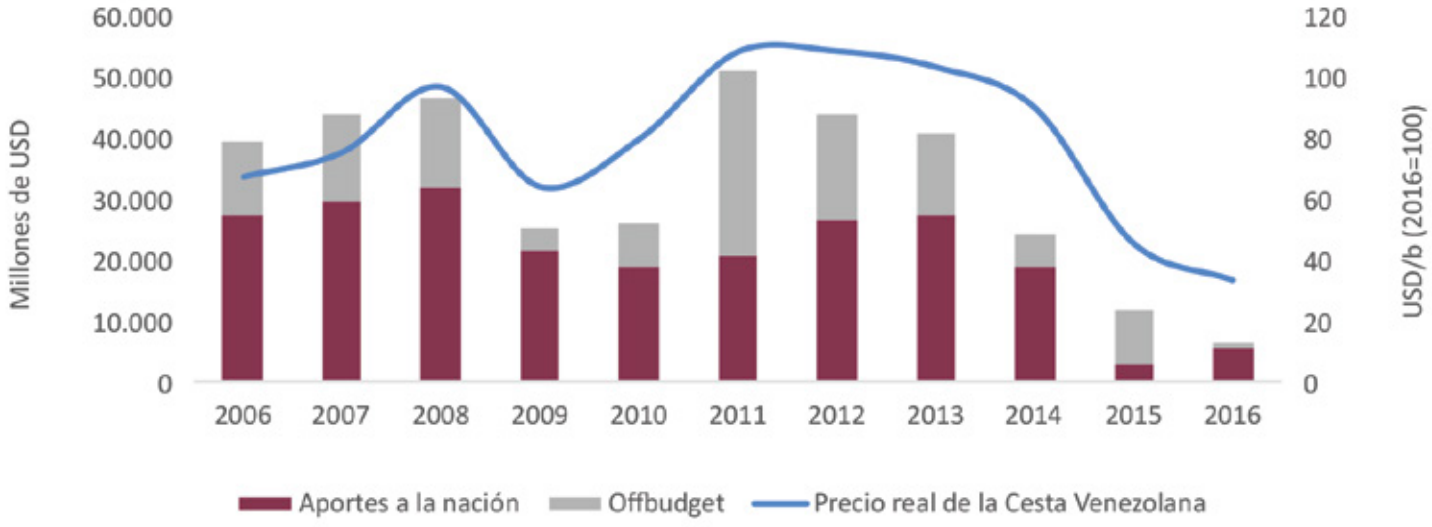
**Gráfico 46. Exportaciones petroleras y totales de Venezuela (1997-2017).**

**Fuente: BCV y OPEP.**

# APORTES A LA NACIÓN POR TIPO

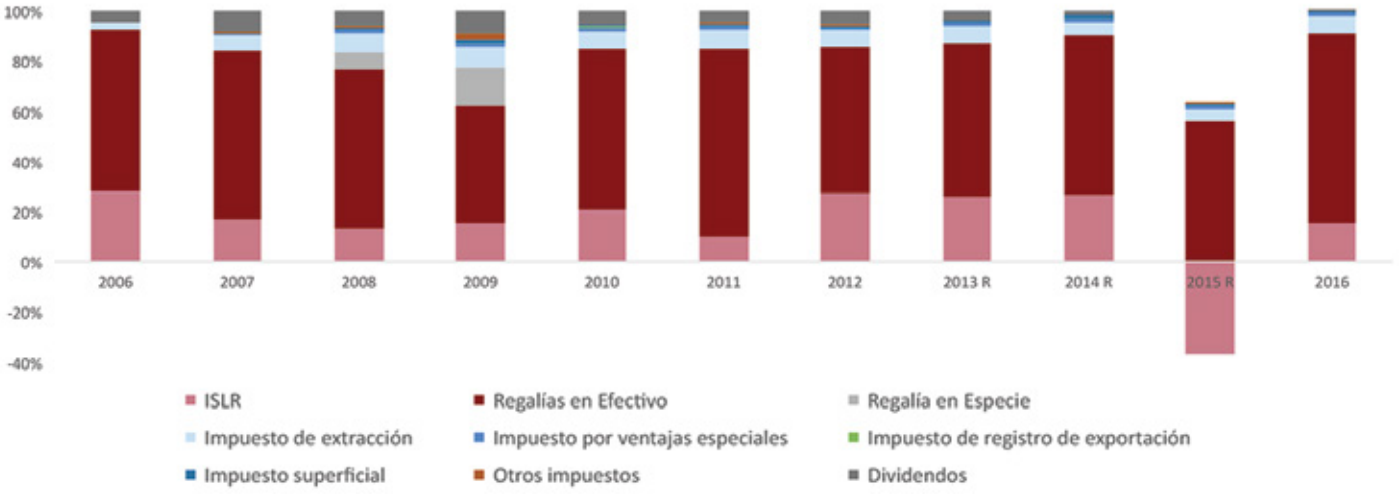
Para el año 2016, los aportes presupuestarios se ubicaron en 5.441 millones de dólares, según informe financiero anual de PDVSA. Las regalías en efectivo, el cual representan el 76% de los aportes presupuestarios, refleja el séptimo año consecutivo de disminución. Entre el 2009 y 2016, la partida presentó una pérdida acumulada de 5.915 millones de dólares. En lo que respecta al aporte extra-presupuestario, para el 2016 fue de 977 millones de dólares, representando una diminución de 89% respecto al año anterior y la cifra mínima para el periodo 2006-2016

**Gráfica 47. Aportes a la Nación y precio real del crudo (2006-2016).**



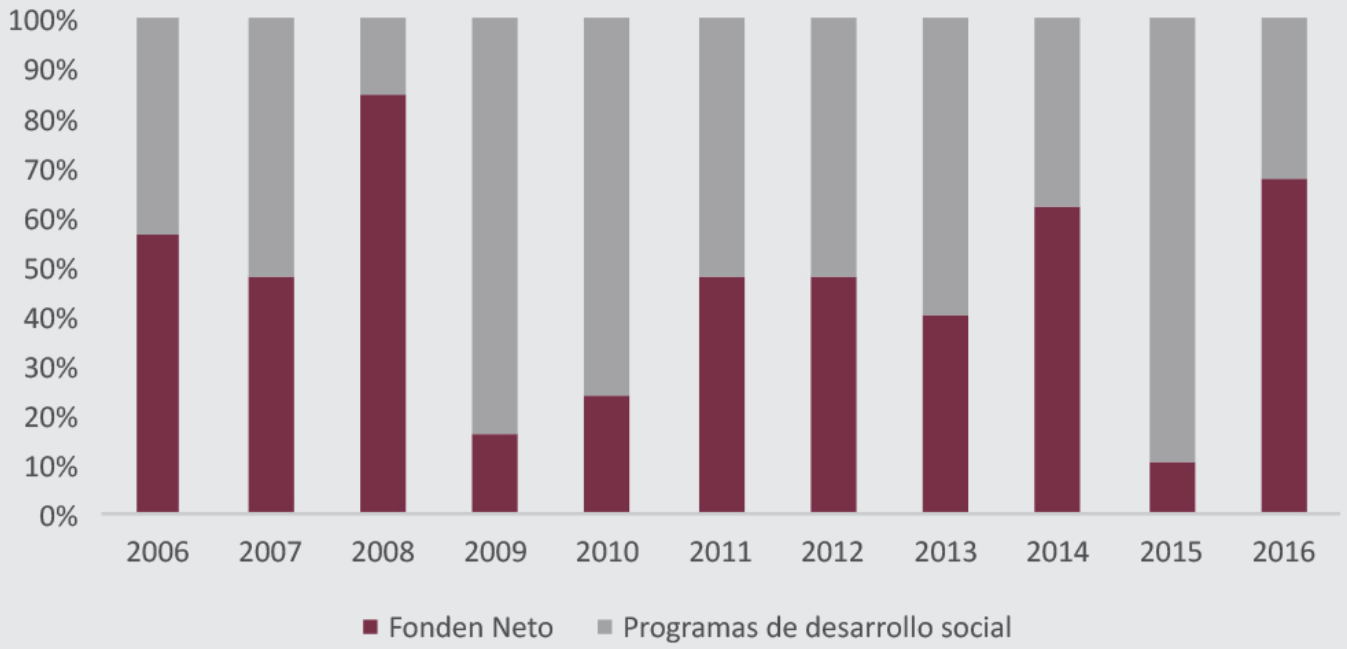

**Fuente: Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años), Cesta Venezolana (MENPET, varios años) y FRED (St. Louis FED, 2016).**

Gráfica 48. Aportes presupuestarios a la Nación (2006-2016).

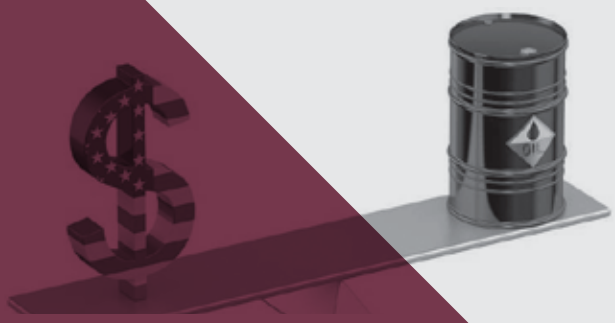



**Fuente: Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años)**

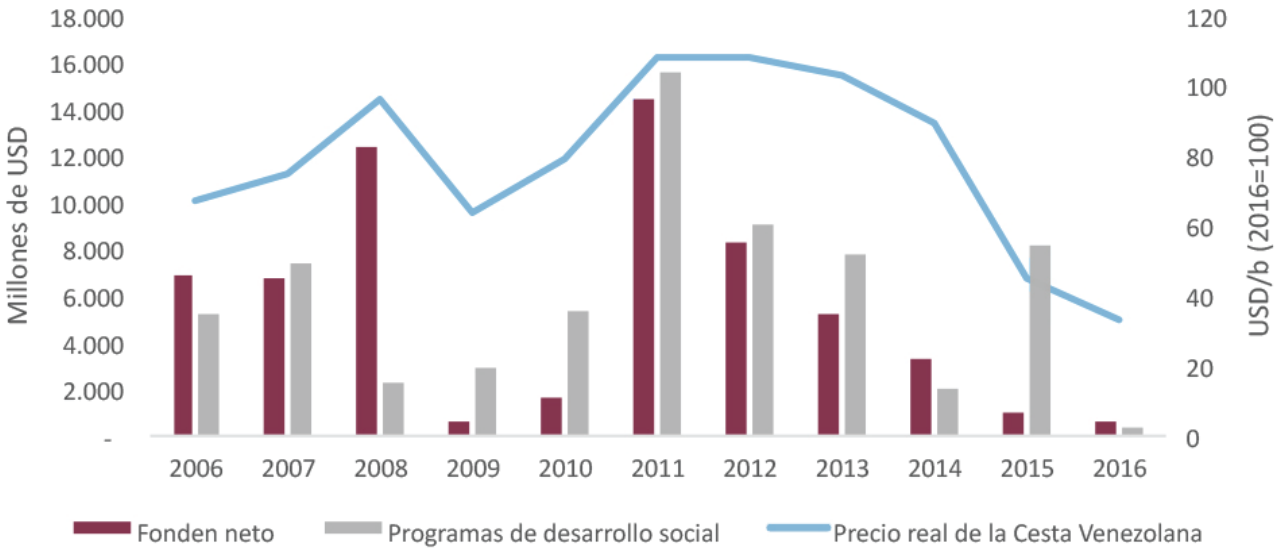
Gráfica 49. Aportes no presupuestarios u "Off-Budget" (2006-2016)




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



Gráfica 50. Contribuciones sociales y precio de la cesta real Venezolana (2016=100)




**Fuente: Informe Financiero y Operacional (PDVSA, varios años), Cesta Venezolana (MENPET, varios años)**

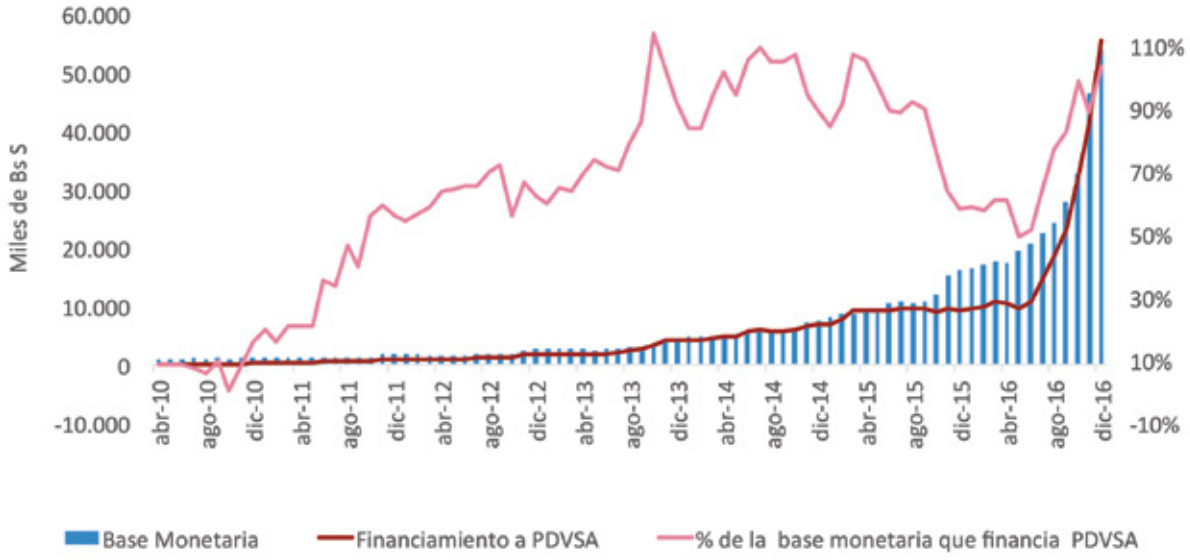
# Financiamiento monetario neto a PDVSA

El financiamiento del Banco Central de Venezuela (BCV) a PDVSA como empresa pública no financiera, se ve reflejado en la emisión de títulos por parte PDVSA al BCV, donde esta última adquiere el título mediante la emisión de base monetaria, monetizando el déficit fiscal de la empresa estatal.

Entre enero de 2015 y diciembre 2016, el financiamiento a PDVSA aumentó en 716% al ubicarse en diciembre del último año en 55,5 millones de bolívares soberanos. Asimismo, se evidencia que en promedio el 78,9% de la base monetaria estuvo dirigida al financiamiento del flujo de caja de la empresa estatal petrolera, durante estos dos años.

Desde el 2011 hasta 2016, se evidencia una tendencia creciente significativa entre la base monetaria y el financiamiento a PDVSA, donde la primera variable registró una tasa de crecimiento promedio anual de 86% durante este periodo.

Gráfica 51. Financiamiento neto del BCV a PDVSA (enero 2010 – diciembre 2016).




**Fuente: BCV**

A partir del año 2017, el BCV cambio la clasificación en cuanto al financiamiento de entidades públicas, pasando de clasificar empresas públicas petroleras y no petroleras a solamente empresas públicas no financieras.

En el 2017, la base monetaria crece significativamente a una tasa promedio mensual de 29%. En diciembre del 2017, la base monetaria se ubicó en 988,25 millones de bsS y el financiamiento a empresa públicas no financieras en 1.205,23 millones de bsS superando respectivamente en 18 veces y 22 veces, al monto que se registró en diciembre del 2016.

Gráfica 52. Financiamiento neto del BCV a empresas públicas no financieras
(Enero de 2014-diciembre de 2017)

**Fuente: BCV**

02

# SECTOR GASIFERO

# RESERVAS

De acuerdo al reporte anual BP Statistical Review of World Energy 2018, Venezuela es el séptimo país del mundo con mayores reservas de gas. El país cuenta con 225,03 billones de pies cúbicos de reserva de gas, las cuales representan las segundas reservas más abundantes de América después de Estados Unidos, cuyas reservas son de 308,58 billones de pies cúbicos. Asimismo, Venezuela posee el 77,5% de las reservas de Centro y Suramérica y 3,3% de las reservas mundiales.

## Tabla 7

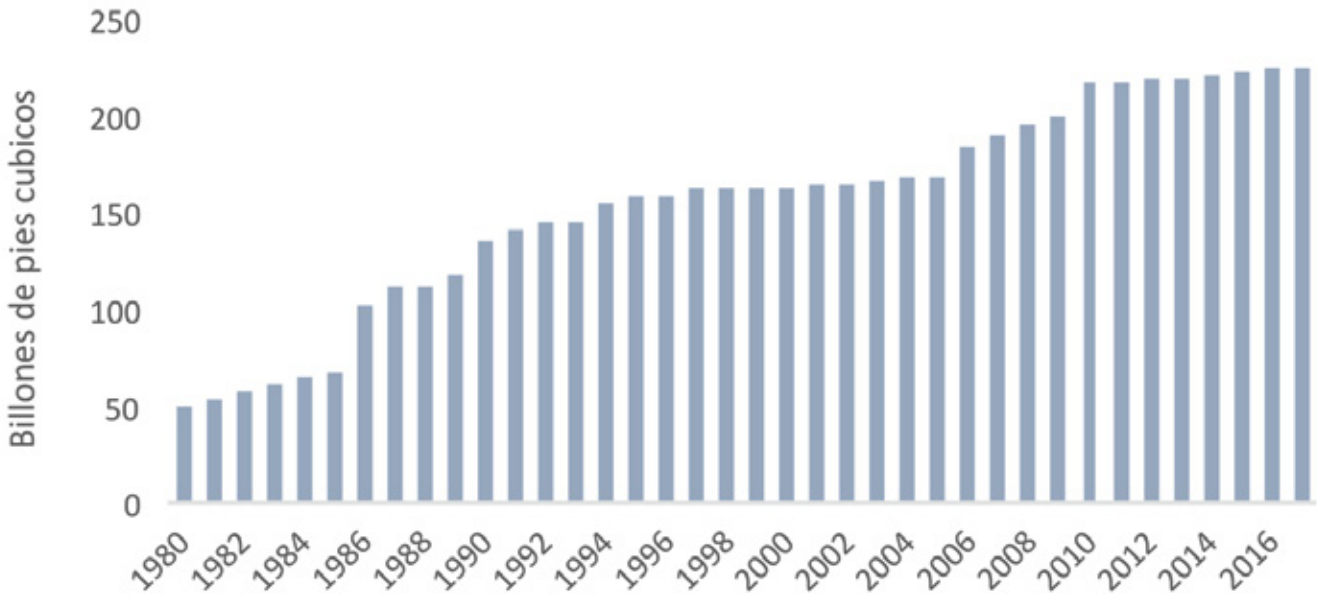
**Reservas, producción y consumo comprado de gas (2017)**

| | Reservas (BPC) | Producción (MMMPCD) | Consumo (MMMPCD) |
|---|---|---|---|
| **Mundo** | 6588,80 | 356,09 | 355,12 |
| **Centro y Sur América** | 290,32 | 17,32 | 16,78 |
| **Venezuela** | 225,03 | 3,62 | 3,64 |

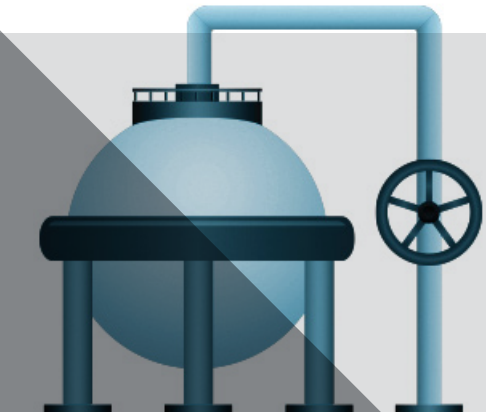
**Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2018**

El nivel de reservas de gas en Venezuela registró una tasa de crecimiento promedio anual de 2% para el periodo 1990-2017 y desde el año 2010, las reservas probadas de gas registran niveles por encima de los 200 billones de pies cúbicos.

**Gráfico 53. Reservas probadas de gas natural en Venezuela (1980-2017)**




**Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2018**

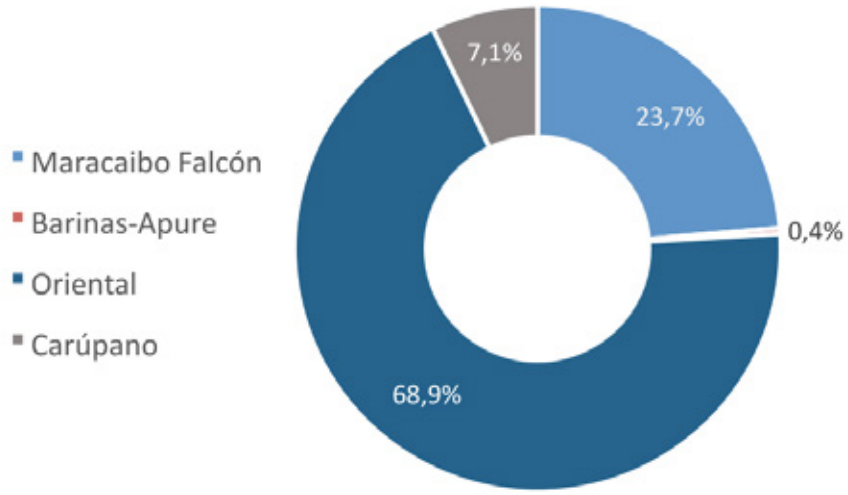


# PDVSA:
## Reservas de Venezuela

Según el informe de Gestión Anual de PDVSA 2016, las reservas de gas certificadas en Venezuela actualmente ascienden a 202,69 billones de pies cúbicos, de los cuales 33% está asociado a Faja Petrolífera del Orinoco.

Durante el año 2016, se incorporaron 3,36 billones de pies cúbicos de gas, 77,69% del total de incorporación proviene de revisión de yacimientos ya existentes. El 22,21% fue por descubrimiento de nuevos yacimientos y el porcentaje restante correspondió a extensión de las reservas ya existentes.

**Gráfico 54. Distribución de las reservas de gas por cuenca (2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

Con respecto a la distribución por cuencas, para el año 2016 se registró que la mayor parte de las reservas gasíferas de Venezuela están ubicadas al noreste y oeste del país. Se evidencia, que la cuenca Oriental concentra el 68,9% de las reservas probadas de gas. Seguidamente se encuentran la cuenca de Maracaibo-Falcón con 23,7% y Barinas-Apure con 7,1%. Asimismo, esta distribución se ha mantenido a lo largo del tiempo, siendo la cuenca Oriental la que experimenta un valor promedio de 139,27 billones de pies cúbicos, equivalente a 70,3% de las reservas de gas probadas durante el periodo 2010-2017.

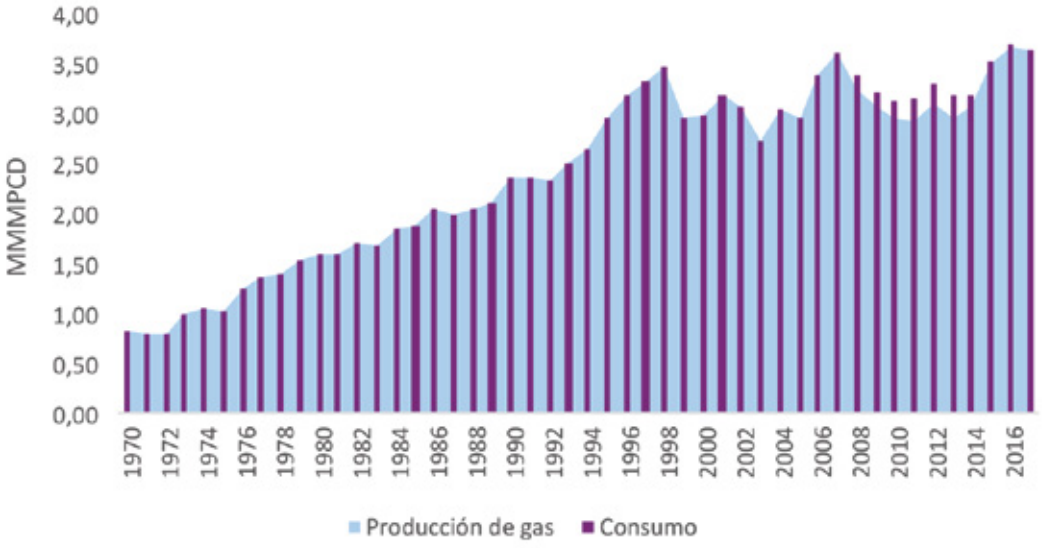
# Producción y consumo de gas Venezuela

De acuerdo a últimas cifras publicadas por BP Statistical Review of World Energy, para el 2017 la producción de gas natural de Venezuela se registró en 3.623 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), lo que representa una disminución de 1,3% respecto al año anterior. Desde el año 2001, la producción de gas superó la barrera de los 3.000 MMPCD y desde entonces ha presentado un crecimiento promedio anual de 1,41% hasta 2017, siendo una tasa menor respecto al periodo 1981-1998, la cual fue de 4,56%.

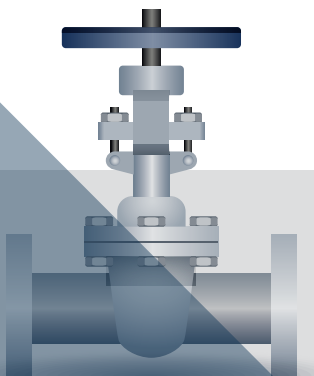
Por su parte el consumo de gas natural fue de 3.643 MMPCD para 2017, registrando una caída anual de 1,54%. Entre el año 1970 y 1990, el consumo evidenció una tasa de crecimiento promedio de 5,65%. No obstante, para el periodo 2008-2017, la tasa de crecimiento promedio del consumo de gas fue de 1,40%.

El consumo de gas natural se mantuvo en promedio en 3.339 MMPCD para el periodo 2008-2017, superando a la producción promedio en 132,06 MMPCD.

**Gráfico 55. Producción y consumo de gas natural de Venezuela (1970-2017)**



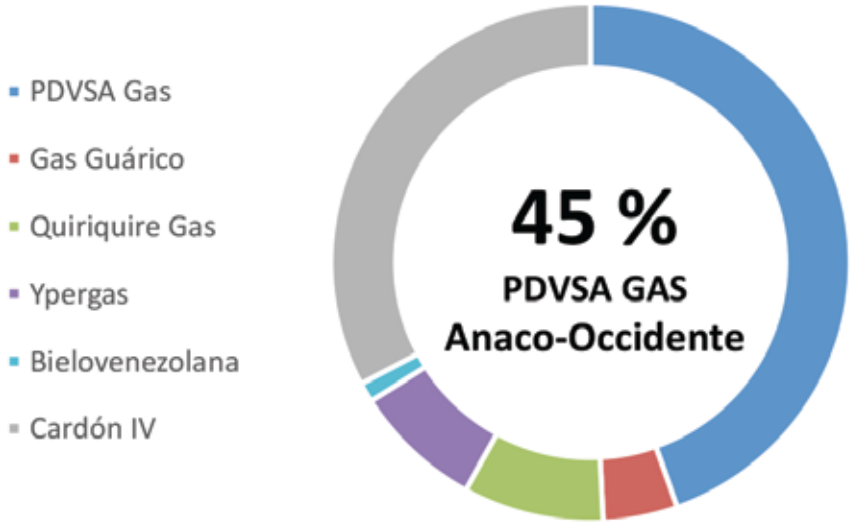

**Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2018**



Según el Informe de Gestión Anual de PDVSA, en 2016, la producción de gas natural en el país fue de 7.926 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD). El 71,4% fue reinyectado a los yacimientos, por lo que la producción neta de gas fue de 5.666 MMPCD, representando un crecimiento de 7% respecto al 2015.

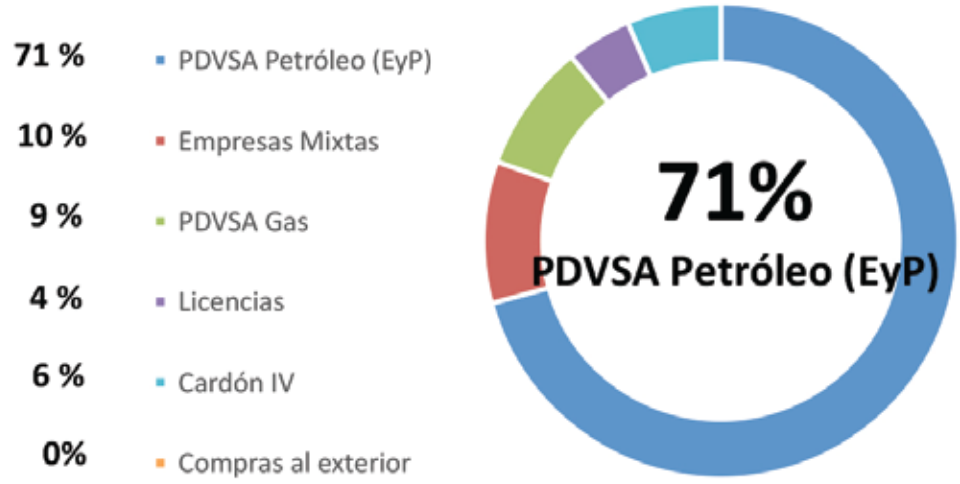
Para el año 2016, la producción gas no asociado se ubicó en 1.552 MMPCD, de los cuales el 45% correspondieron a PDVSA Gas, cuya producción se concentró principalmente en las regiones de Anaco (692 MMPCD) y occidente (4 MMPCD). Comparando al año anterior, la producción de PDVSA gas evidenció una caída anual de 10%. Por su parte, Cardón IV registró una producción de 508 MMPCD en el 2016, representando un incremento anual de 369 MMPCD.

**Gráfico 56. Producción de gas no asociado por región (2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

**Gráfico 57. Disponibilidad de gas por origen (2016)**




**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

Del total de gas producido para el 2016, 5.609 MMPCD correspondió a PDVSA petróleo por exploración y producción. Adicionalmente, 31% del total de gas natural disponible fue destinado al mercado interno para satisfacer **Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)** las necesidades de los sectores: eléctrico (42,9%), petrolero (21%), petroquímico (17,8%), siderúrgico (4,9%), distribuidor (4,2%), cemento (1,8%), aluminio (0,9%), doméstico (0,5%), y autogas (0,2%).

# TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución de gas metano en Venezuela está constituido por una red de gasoductos integrada por 2.700 Km de tuberías.

Los principales sistemas son los siguientes:

- Anaco – Barquisimeto- Río seco
- Anaco – Jose / Anaco - Puerto La Cruz
- Anaco – Puerto Ordaz
- Toscana- San Vicente
- Ulé – Amuay
- Nororiental G/J José Francisco Bermúdez
- Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte
- Plantas compresoras Altagracia, Nueva Planta Compresora Altagracia y Morón.

Según el informe de gestión anual de PDVSA, con las instalaciones presentes se alcanzó a distribuir un volumen promedio de 2.556 MMPCD para el 2016, atendiendo a una demanda de 327.173 usuarios comerciales y residenciales, de los cuales el 90,16% están ubicados en la Gran Caracas.

# GAS DOMÉSTICO

PDVSA Gas Comunal, creada el 2007, tiene 66 de las 91 plantas de llenado de GLP en el país. El mercado interno consumió un promedio de 45,88 mbd, lo que representa un crecimiento de 1,35% en relación con el año 2015, según cifras publicadas por el informe de gestión de 2016. PDVSA Gas Comunal suministró un total 34,42 mbd (75%), y el sector privado un total de 11,46 mbd (25%).

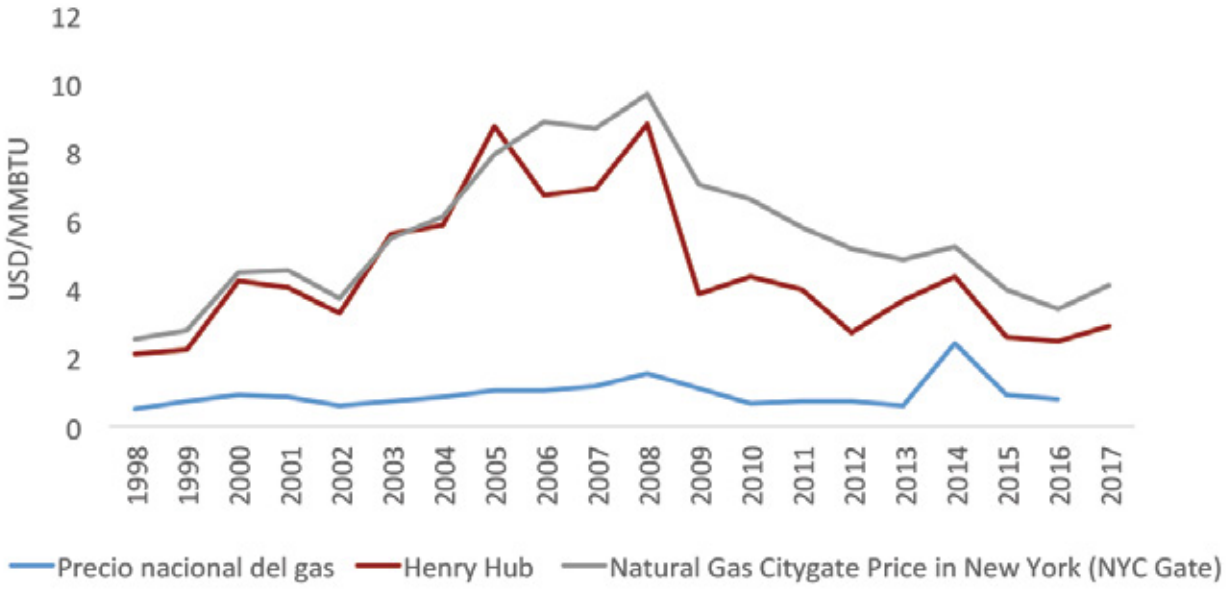
# PRECIO NACIONAL DEL GAS

De acuerdo a cifras publicadas en el último informe de gestión anual de PDVSA, para el año 2016, el precio de venta gas natural se ubicó en 0,78 dólares por MMBTU, registrando una caída anual de 13% y una disminución de 68% respecto al máximo histórico registrado, el cual fue en el año 2014 con 2,42 dólares por MMBTU.

En relación al mercado interno, la estructura de regulaciones vigentes ha influido en que el precio de gas doméstico sea inferior al precio del mercado internacional.

Para el periodo 1999-2010 el diferencial promedio entre el precio nacional y el marcador Henry Hub fue de 4,47 dólares por MMBTU y en relación al NYC Gate fue de 5,41 dólares por MMBTU. Por su parte, para el periodo 2011-2016, el diferencial de precios promedio se redujo a 2,29 dólares por MMBTU respecto al Henry Hub y 3,73 dólares por MMBTU en relación al segundo marcador internacional.

**Gráfica 58. Precio nacional e internacional del gas natural comparado (1998-2017)**



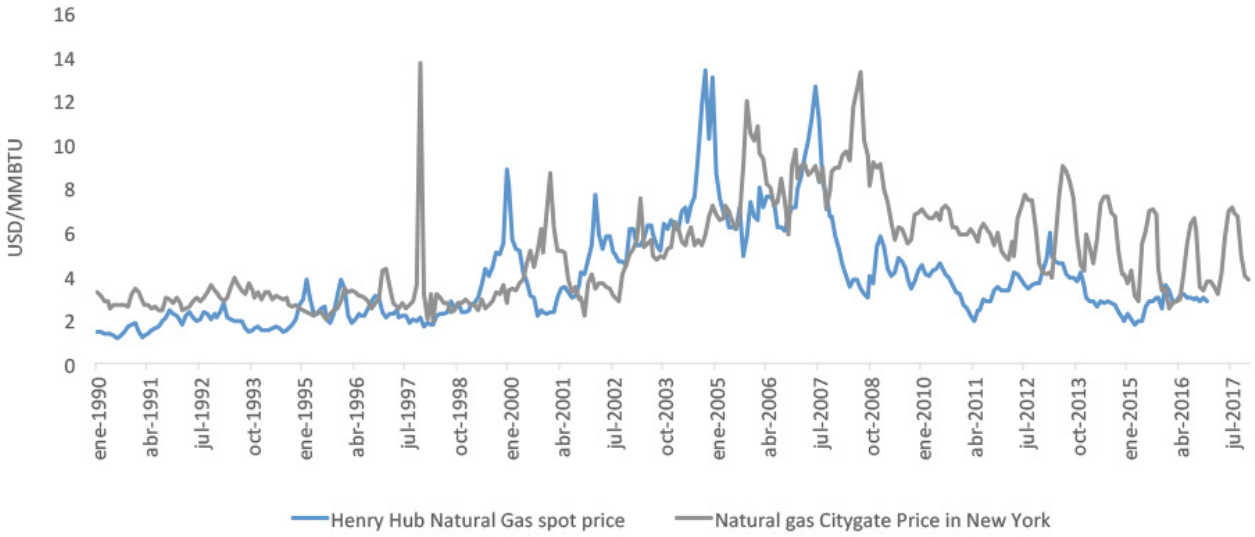

**Fuente: BP, EIA, PODE, informe de gestión**

# PRECIO INTERNACIONAL DEL GAS



Para el año 2017, el marcador Natural Gas Citygate in New York (NYC Gate), registró un precio promedio mensual de 5,05 dólares por MMBTU, mostrando un aumento de 21% respecto al precio promedio del año anterior. Por su parte, el marcador Henry Hub fue de 3 dólares por MMBTU para el 2017, evidenciando un incremento anual de 19%.

**Gráfica 59. Precio internacional mensual del gas natural (enero 1990-julio 2017)**




**Fuente: EIA, FMI**

En el año 2008, el marcador NYC Gate y el Henry HUB registraron un máximo de 13,2 dólares por MMBTU y 12,69 dólares por MMBTU, respectivamente. Sin embargo desde este año, ambos marcadores han seguido una tendencia decreciente, destacándose el precio NYC Gate por su volatilidad a lo largo de la serie. Pese a esta tendencia que han seguido ambos marcadores, los precios se han mantenido por encima del promedio registrado en la década de los 90, donde el marcador NYC Gate y Henry Hub fueron de 2,98 dólares por MMBTU y 2,05 dólares por MMBTU respectivamente.

ARTÍCULO No

04

# Una visión de la industria de hidrocarburos

Andrés Guevara de la Vega

## VENEZUELA, PAÍS GASÍFERO

En Venezuela hemos crecido con la concepción de que somos un país petrolero. Si bien esa ha sido la historia y realidad dominante, la visión que proponemos es la de cambiar urgentemente el énfasis y el curso para centrarnos y dar prioridad al gas natural como eje central de la industria de hidrocarburos venezolana en el futuro. Si desarrollamos el potencial gasífero de Venezuela, podríamos más que doblar la producción de hidrocarburos (petróleo y gas) actual, alcanzando 7 millones de barriles equivalentes 1 diarios en el 2035. Esta visión asume una política de diversificación y maximización de producción en vez de una política de protección de precios. En ese sentido el gas natural puede cumplir un rol fundamental como palanca para reimpulsar el desarrollo de nuestra industria petrolera futura, tanto de crudo convencional como de crudos extra pesados de la faja del Orinoco; diversificar y ampliar las fuentes de divisas, desarrollar industrias aguas abajo, y por último contribuir con la transición hacia una economía global sostenible. Esta visión es posible gracias a que Venezuela cuenta con reservas de gas gigantescas y un potencial exploratorio todavía mayor que sirven de ventaja comparativa y cimiento de esta visión.

## EL GAS COMO PALANCA DE REIMPULSO DE LA INDUSTRIA PETROLERA FUTURA

La evolución del petróleo en Venezuela ha seguido la lógica de extraer primero el petróleo más fácil, el crudo convencional, generalmente más liviano y menos contaminado por impurezas. A medida que el crudo convencional se va agotando naturalmente, se ha comenzado a producir el petróleo más complejo y abundante que hay en Venezuela: el crudo extra pesado de la faja del Orinoco. Como sabemos, gracias a la faja, Venezuela ocupa el primer lugar en cuanto a reservas probadas de petróleo en el mundo. De los casi 300 mil millones de barriles de reservas que tiene Venezuela, aproximadamente 3/4 partes corresponden a crudo extra pesado. Sin embargo, de la producción actual, tan solo 1/2 corresponde a crudo extra pesado. Si bien el crudo de la faja puede mejorarse para parecer crudo convencional, su proceso de extracción y mejoramiento requiere de diluentes para que fluya, y altos niveles de energía para maximizar su extracción y posterior mejoramiento (proceso para retirar impurezas y convertirlo en petróleo más liviano). El desarrollo de nuestro potencial gasífero no solo puede proveer una fuente importante de diluentes 2 sino que también puede convertirse en la principal fuente de energía para extraer (por ejemplo por inyección de vapor) y mejorar el crudo extra pesado (en mejoradores o "upgraders" como los que hay en el complejo de José).

**1** Típicamente un barril equivalente de petróleo equivale a 5800 pies cúbicos de gas natural.
**2** Líquidos del gas natural, también conocidos como condensados, pueden ser utilizados como diluentes del crudo extra-pesado.

De igual manera la inyección de gas puede servir para maximizar la recuperación de petróleo convencional en campos de crudo convencional tanto en el occidente como en el oriente del país. Estos crudos juegan un rol fundamental en la actualidad como dieta de nuestras refinerías, crudos de exportación y en el caso de los más livianos como diluente natural del crudo extra pesado de la faja.

Por estas razones mantener los niveles de producción de crudos convencionales es prioritario en el corto plazo. Los crudos convencionales representan aproximadamente la mitad de la producción actual, sin embargo se espera que en el largo plazo su cuota de la producción total se reduzca a lo largo del tiempo a medida que declina naturalmente su producción y aumente la producción de gas natural y crudo extra-pesado de la faja.

Por todo esto nos referimos al gas natural como palanca para reimpulsar el desarrollo de una industria petrolera independiente; independiente de la necesidad de importar diluente o gas natural para mantener la producción de petróleo y sus derivados. Sin desarrollar el potencial gasífero nos quedamos cortos desarrollando el enorme potencial petrolero de Venezuela

## EL GAS COMO FUENTE DE DIVERSIFICACIÓN Y AMPLIACIÓN DE DIVISAS EXTRANJERAS

Hemos aprendido a la fuerza que depender del petróleo es negativo, sobre todo cuando el precio cae. Estamos sujetos a los altos y bajos del precio. Eso nos lleva a resaltar la importancia de diversificar la economía, hoy petrolera, y así no depender de un único producto generador de divisas[3]. El gas natural puede jugar un papel fundamental en ese sentido.

Históricamente, el gas natural ha sido un hidrocarburo secundario cuya comercialización se limitaba a la región donde se producía (en vez de globalmente como el petróleo) y cuyo precio generalmente se basaba en el precio del petróleo. En las últimas décadas el gas natural, gracias a la innovación tecnológica en licuefacción, se ha convertido en un producto global. Hoy en día, el gas natural licuado (GNL) producido en Trinidad & Tobago, Catar o EE.UU. se comercializa en Brasil, España, India y Japón. Este gas se produce, se enfría a -162˚C hasta convertirlo en líquido, y se carga en buques que transportan el gas líquido hasta mercados donde posteriormente es re-gasificado y comercializado. Esta dinámica ha permitido que la oferta y la demanda mundial de gas natural determinen su precio. Si Venezuela evoluciona de ser de facto un mono-exportador a ser por lo menos un exportador de petróleo y gas, el país diversificaría y ampliaría sus fuentes de divisas extranjeras. La exportación puede lograrse simplemente, e inicialmente, transportando gas natural por gasoducto a Colombia para satisfacer su mercado doméstico y/o a Trinidad para utilizar la infraestructura de licuefacción y petroquímica ya existente.

3 95% de las exportaciones actuales de Venezuela corresponden a petróleo y sus derivados

Llevemos esta lógica a un extremo ideal, imagínense si pudiésemos optimizar el uso de cada molécula de gas natural maximizando así su valor dependiendo de si se vende como gas, GNL, fertilizante, electricidad o si es reinyectado en un yacimiento productor de petróleo. Este escenario de optimización ocurre hoy hasta cierto punto en Trinidad & Tobago y Catar, por lo que no es descabellado que forme parte de la visión de la industria de Venezuela.

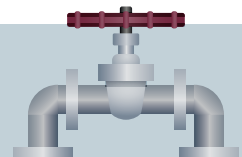
Estratégicamente la diversificación hacia el gas natural también le da mayor margen de maniobra geopolítica a Venezuela, al no depender de cuotas de producción petrolera establecidas por la OPEP que ultimadamente limitan nuestras exportaciones. En resumen, la visión aquí propuesta tiene el potencial de diversificar la economía Venezolana, ampliar la generación de divisas y aumentar el grado de independencia del país.

## EL GAS COMO BASE PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL AGUAS ABAJO

El desarrollo aguas abajo de la industria petrolera ha ocurrido parcialmente en Venezuela, ya que se ha desarrollado una industria de refinación y petroquímica de gran proporción pese a su bajo nivel de eficiencia operativa actual. Sin embargo, seguimos teniendo deficiencias básicas como cuellos de botella en infraestructura que limitan la capacidad de transporte e interconexión de gas a través de un solo gran sistema nacional de gas.

El desarrollo del gas natural tiene un potencial comparable o mayor al del petróleo como base para el desarrollo industrial aguas abajo. Además de ser la piedra angular para el reimpulso de la industria petrolera, el gas juega un papel fundamental en la matriz de generación eléctrica. La única posibilidad que tiene la industria eléctrica nacional hoy para satisfacer la demanda sin depender del clima es utilizando gas natural, por lo tanto sin gas tenemos certeza de que el déficit eléctrico continuará, y con él los apagones. Venezuela cuenta con un parque de plantas de generación a gas instaladas que no operan simplemente porque no hay gas. Reactivar la generación eléctrica a gas diversificaría y fortalecería la matriz energética (70% de la electricidad de Venezuela se genera hídricamente) y es fundamental para impulsar a la economía nacional ya que cualquier reactivación del aparato industrial dependerá de la capacidad de generación eléctrica. Una vez satisfecha la demanda eléctrica interna, se abre la opción de exportar, ya que así como el gas, la electricidad puede ser exportada a países vecinos, como ocurre en la actualidad a Brasil, a precios definidos por las dinámicas propias de los mercados eléctricos regionales.

Asimismo, el gas natural es insumo fundamental para la industria petroquímica. El gas natural es utilizado para producir amoniaco y urea, que a su vez son la base para la producción de fertilizantes; olefinas ligeras (etileno, propileno y butenos) y aromáticos, que son la base de la industria del plástico; y por último para la producción de metanol, que es un alcohol utilizado como anticongelante, solvente, combustible e insumo en la producción de biocombustibles. Además tiene potenciales inexplorados por ahora en Venezuela como lo son el GNL y el Gas a Liquido (GAL) – esta última tecnología, en la que Catar es pionero, consiste en convertir el gas natural en combustibles líquidos de alta calidad y pureza como por ejemplo gasolina y diesel. El desarrollo de la industria de GNL y GAL trae consigo inversiones de capital multimillonarias en infraestructura, tecnología y mano de obra.



El gas tiene una versatilidad como ninguna otra fuente de energía primaria. Por ejemplo, en un mercado desarrollado como el de EUA, cerca del 90% del petróleo se utiliza como combustible para transporte; mientras que aproximadamente 1/3 del gas se destina para uso industrial, otro 1/3 para uso residencial y comercial y el último 1/3 para generación eléctrica. Y estas proporciones todavía no reflejan un futuro en el que el sector transporte podría ser dominado por vehículos eléctricos en vez de a gasolina o diésel. Todas estas razones explican porque el potencial aguas abajo del gas natural es gigante y desarrollarlo debe ser una prioridad estratégica para el país por los próximos 100 años.

## EL GAS COMO FUENTE DE ENERGÍA PARA ECONOMÍAS SOSTENIBLES

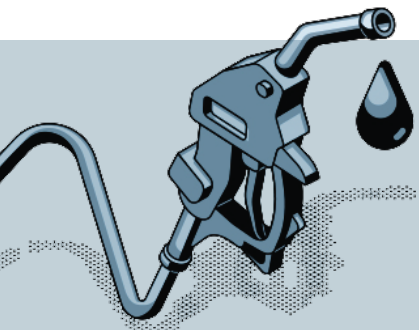
Se espera que la demanda de gas natural crezca por lo menos al doble que la demanda por petróleo en los próximos 20 años. Mucho de esta tendencia se explica por el crecimiento en la generación eléctrica, en la medida en que el gas reemplaza al carbón y los vehículos eléctricos comienzan a capturar mayores cuotas del mercado de transporte[4]. Venezuela como proveedor mundial de energía tiene la oportunidad de ser parte de ese proceso desarrollar su potencial gasífero y exportar parte de ese recurso al mundo través de gasoductos o GNL, contribuye a "descarbonizar" la economía mundial al reducir las emisiones por la quema de combustibles fósiles tradicionales como el carbón y el petróleo.

La conferencia COP21 de París en 2015 resultó en compromisos nacionales y políticas de reducción de emisiones de gases invernaderos. París también reconoció que la fijación de precios para el carbono puede servir como una de las herramientas para lograr los objetivos de reducción. Conjugando este contexto de perspectivas legales-internacionales al desarrollo (ya observado) de las tecnologías que posibilitarán la comercialización más amplia del gas natural, es cada vez más plausible el escenario donde el gas natural adquiere mucha más relevancia en la matrices energéticas - y en mucho menos tiempo de lo que se imaginaba originalmente.

Dentro de nuestras fronteras, sustituir la quema de combustibles como diésel y fuel oil por gas natural para la generación eléctrica, la recolección y utilización (en vez de quema) de gas natural asociado a la producción petrolera, la expansión del gas natural como combustible vehicular (GNV) y eventualmente la conversión de gas natural a combustibles líquidos de alta pureza (GAL); son ejemplos concretos de cómo Venezuela puede reducir sus emisiones, reemplazar combustibles líquidos por gas natural (con lo cual se liberan para la exportación) y con todo esto promover un desarrollo económico más sostenible.

Sin embargo no podemos ignorar el hecho de que tenemos las mayores reservas de petróleo extra-pesado del mundo y que su desarrollo requiere de grandes cantidades de energía para su extracción y mejoramiento. No abogamos por dejar ese petróleo extra-pesado bajo tierra, todo lo contrario, es una necesidad nacional y es nuestro derecho soberano extraerlo lo más pronto posible, apalancándonos en una fuente de energía relativamente limpia como lo es el gas natural para así desarrollar al máximo el potencial petrolero del país.

De lo contrario, a mediados de este siglo el gas natural (utilizado para generación eléctrica) podría desplazar al petróleo como el principal combustible de transporte, y con ello Venezuela perdería la oportunidad de monetizar el enorme recurso petrolífero que tenemos bajo tierra



4 Según Bloomberg se espera que en el 2040 35% de las ventas de carros nuevos en el mundo sean eléctricos.

# LA VENTAJA COMPARATIVA DE VENEZUELA EN GAS

Esta visión de la industria de hidrocarburos, y a fin de cuenta de país, no puede ser creíble sin contar con el recurso gasífero. Es un hecho poco conocido, pero Venezuela tiene las octavas mayores reservas probadas de gas natural del mundo con 197 billones[5] de pies cúbicos (BPC). En el continente americano solo EE.UU. tiene reservas mayores a las de Venezuela, y en Sur América y el Caribe, Venezuela es el líder indiscutible por un factor de más de 10 veces sobre el próximo país. Aproximadamente 85% de dichas reservas probadas están en tierra y son de gas asociado, lo que quiere decir que se producen al extraer el petróleo. Dicho gas asociado es utilizado para satisfacer parcialmente la demanda de reinyección (para maximizar la extracción de petróleo), de generación de electricidad, y de los sectores industrial (incluyendo las refinerías y petroquímicas), comercial y residencial. Vale resaltar que un volumen significativo de gas asociado es quemado por la falta de infraestructura para transportarlo a centros de demanda. Esa es un área que también va a requerir planes de inversión serios para utilizar mejor dicho recurso.

Sin embargo, en los últimos 40 años se han descubierto importantes reservas de gas no asociado en aguas rasas en la costa afuera Venezolana, por ejemplo el proyecto Mariscal Sucre (compuesto por los campos Rio Caribe, Patao, Mejillones y Dragón) al norte de la península de Paria, más recientemente el campo de Perla[6] al oeste de la península de Paraguaná y el campo Loran que es compartido entre Trinidad y Venezuela. Cada uno de estos descubrimientos cuenta con más de 14, 10 y 7 BPC respectivamente en reservas probadas, aparte de decenas de millones de barriles de condensados. La relevancia del gas libre, o no asociado, es que su perfil de producción puede planearse y gestionarse para así corresponder con el perfil de la demanda de gas. El gas asociado no posee esta virtud ya que su perfil de producción depende del perfil de producción del petróleo. Este aspecto del gas libre es fundamental cuando se requiere de suministro constante y por eso abre un gran número de posibilidades de integración vertical aguas abajo como la generación eléctrica, petroquímica y GNL.

Estos descubrimientos de gas libre sugieren que existe el potencial exploratorio de descubrir 80 BPC adicionales en aguas rasas, con el mayor potencial concentrado en las cuencas del Golfo de Venezuela (20 BPC esperados) y en la Plataforma Deltana (45 BPC esperados); las cuales colindan con Colombia y Trinidad respectivamente. Es importante resaltar que la ubicación del potencial gasífero venezolano crea la opción de exportación por gasoducto, lo cual contribuye con la diversificación y ampliación de las fuentes de divisas; y en el caso de las cuencas orientales, por ser próximas a la faja del Orinoco, permiten que el gas juegue un rol de palanca de reimpulso para la producción y mejoramiento de crudo extrapesado de la faja. Adicionalmente, en aguas profundas venezolanas existe el potencial inexplorado de recursos gasíferos estimado en unos 75 BPC adicionales, de los cuales 80% se concentra en aguas profundas del Golfo de Venezuela y la Plataforma Deltana. Aguas profundas se perfila así como la siguiente etapa de la Venezuela gasífera. Todo el potencial exploratorio costa afuera podría casi doblar las reservas probadas actuales, pero lo más importante es que la expectativa es que ese potencial exploratorio sea de gas libre no asociado.

Este potencial en la costa afuera también puede servir como palanca para desarrollar la industria naval del país, ya que serán necesarios astilleros, cientos de embarcaciones de apoyo logístico, perforación, tendido de ductos y plataformas para desarrollar dicho potencial. En fin, a la tasa actual de producción de Venezuela hay reservas probadas para satisfacer la demanda doméstica por casi dos siglos. Esta es nuestra ventaja comparativa menos conocida y explotada hasta ahora, y que sirve de cimiento para esta visión.

5 Un billón equivale a un millón de millones. En el mundo anglo-sajón 1BPC = 1TCF (trillion cubic feet).

6 Perla es el desarrollo pionero de gas libre costa afuera en Venezuela. Eni y Repsol, como operadores, lo desarrollaron en tan solo 5 años y en Julio de 2015 comenzó a producir 450 millones de pies cúbicos diarios.

# MÁS ALLÁ DEL GAS

Como hemos planteado la prioridad es sentar las bases de la industria gasífera para así maximizar la extracción petrolífera en el futuro cercano. Sin embargo, dados los avances tecnológicos y reducción de los costos de producción, no es descabellado pensar que en un futuro no tan lejano las energías renovables dominaran la matriz energética mundial a través de una combinación de energía hidroeléctrica, eólica, solar, entre otras. Venezuela no puede ignorar esta tendencia irreversible.

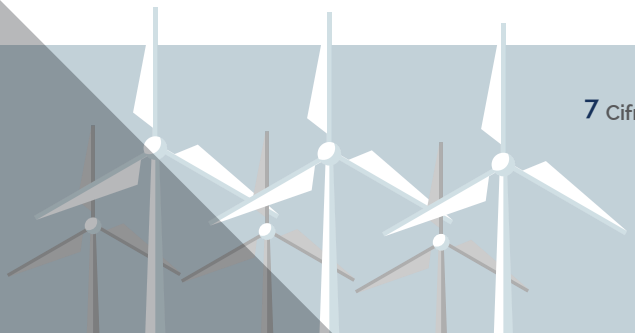
En ese sentido maximizar la sustitución de combustibles fósiles consumidos en el país (unos 700 mil barriles diarios de combustibles líquidos en 2015) por otras fuentes de energía, como el gas natural, pero idealmente energías renovables es de gran interés económico y ambiental para Venezuela. Dicha sustitución permitiría maximizar las exportaciones de hidrocarburos y la generación de divisas, así como reducir nuestras emisiones y mitigar los costos asociados al cambio climático en el largo plazo.

El potencial de Venezuela en el ámbito de energías renovables también es gigante. Comencemos por la hidroeléctrica. En nuestro país se encuentra la tercera central hidroeléctrica del mundo por su capacidad instalada, la represa del Guri. En la actualidad, el 70% del equipamiento y capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional corresponde al sistema hidroeléctrico compuesto principalmente por los complejos de Macagua, Caruachi y Tocoma, además del Guri, con los cuales se cubre aproximadamente 2/3 del consumo eléctrico de hogares, industrias y comercios. Mientras el 1/3 restante[7], provienen de las plantas termoeléctricas. En este sentido el incremento de la utilización de la capacidad instalada del sistema hidroeléctrico, e incluso el aumento de esta capacidad instalada, debe ser uno de nuestros objetivos centrales en el futuro inmediato.

En el caso particular de la energía solar, el potencial es enorme. Se estima que la energía total que absorben la atmósfera, los océanos y los continentes anualmente es tal que equivale aproximadamente al doble de toda la energía producida jamás por otras fuentes de energía no renovable como el petróleo, el carbón, el uranio y el gas natural. La energía solar, fotovoltaica y térmica puede ser la primera fuente de generación de electricidad en el horizonte de 2050, con un 27% del total, según proyecciones realizadas en 2014 por la Agencia Internacional de la Energía. Al encontramos próximos al Ecuador terrestre los rayos solares llegan de forma más perpendicular, incrementando la energía recibida en nuestro territorio. Por ejemplo, la instalación de paneles fotovoltaicos en la región insular venezolana y en las penínsulas de Paria y Paraguaná, que actualmente tienen conexión limitada con el sistema eléctrico nacional, podría ser viable dado que estas zonas cuentan con una exposición intensa y constante a la radiación solar a lo largo del año.

Al igual que la energía solar, la eólica es un recurso abundante, renovable y limpio. En 2015, la capacidad mundial instalada de energía eólica excedía los 370 GW, generando alrededor del 5% del consumo de electricidad mundial. Por ejemplo Dinamarca genera cerca de un 50% de su electricidad mediante esta vía y en España un 20% del consumo eléctrico es producto del viento. El potencial eólico en Venezuela también es grande.

Esta visión consiste en contar con un sistema eléctrico integrado por distintas fuentes de energía, incluyendo las alternativas, que sea confiable, diversificado y con una capacidad tal que nos permita auto abastecernos, sustituir combustibles fósiles y así maximizar la exportación de energías de Venezuela al mundo



7 Cifras del SEN

## DE VISIÓN A REALIDAD

Para convertir esta visión en realidad debemos comenzar por reconocer la situación actual, una situación caracterizada por la falta de recursos económicos por parte del Estado y escasez de capital humano y tecnológico. Ambos insumos, capital financiero y humano, son fundamentales para comenzar a convertir esta visión en realidad. Esto nos lleva a concluir que el rol de la inversión privada nacional e internacional será clave, incluyendo la transferencia de tecnología y conocimiento.

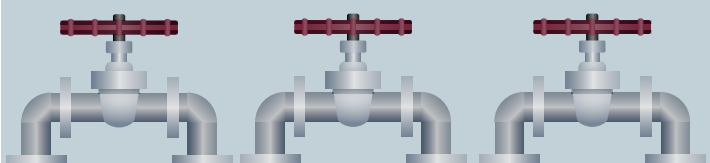
Contamos un marco regulatorio (la ley orgánica de hidrocarburos gaseosos) lo suficientemente flexible para arrancar el proceso – siempre y cuando sea estable. Por ejemplo, concediendo licencias de gas que permitan la exportación de parte del gas natural; aplicando la ley de gas a los condensados asociados siempre que sea técnicamente justificado; creando estructuras corporativas simples de gobernar donde el inversionista privado opere (en vez de empresas mixtas dominadas por PDVSA) y haciendo que la participación de PDVSA sea opcional y no obligatoria – con esto último se preserva la opcionalidad para PDVSA elegir en que proyectos se involucra o no. Miles de millones de dólares de inversión son necesarios para desarrollar plenamente el gas ya descubiertos en la costa afuera venezolana, con lo cual se podría aumentar la recaudación de regalías, impuesto sobre la renta, casi doblar la producción de gas actual y producir miles de barriles diarios de condensados – estos últimos a su vez permitirían aumentar la producción en la faja de crudo extra pesado diluido.

Adicionalmente existe potencial para inversiones mil millonarias aguas abajo que acompañarían dichos desarrollos de gas, así como el reimpulso de las inversiones en campos petroleros en la faja y los mejoradores asociados que conjuntamente permitirían alcanzar la visión de producir 7 millones de barriles equivalentes diarios.Como ya discutimos, en el caso del petróleo y especialmente de la faja, esta visión no puede materializarse sin que el marco regulatorio petrolero sea revisado para atraer las inversiones necesarias tomando en cuenta la coyuntura del mercado petrolero mundial, la competitividad de Venezuela relativa a las otras alternativas de inversión (por ejemplo México y Brasil), la realidad nacional y la de PDVSA. Cualquier revisión del marco regulatorio petrolero e inclusive la aplicación de la leyes vigentes requerirá de voluntad política.

Por ejemplo, que la participación de PDVSA sea opcional en vez de obligatoria, que se adopten prácticas de control y gobernanza corporativa acordes con las mejores prácticas mundiales, y en el caso específico de la faja, que la producción en "caliente" (recuperación secundaria de petróleo) se base en criterios económicos en vez de una obligación, son ejemplos concretos de posibles ajustes a la ley orgánica de hidrocarburos.

Por último es importante recalcar que el Estado se beneficia por la inversión privada en el sector con o sin la participación de PDVSA, ya que con la generación de empleo, la recaudación de regalías y otros impuestos, se generan los recursos que serán reinvertidos en beneficio de la sociedad.

En paralelo se podrían licenciar áreas para la exploración gasífera costa afuera para así generar un flujo continuo de proyectos a lo largo del tiempo que sostengan y aumenten los niveles de reservas y de producción de gas natural a largo plazo.



Una vez dado este primer paso se generarían las divisas, el conocimiento y la experiencia para que PDVSA aumente su participación en la siguiente etapa el desarrollo gasífero nacional. La inversión necesaria para explorar y desarrollar el potencial gasífero todavía por ser descubierto es mil millonaria, así como aguas abajo entre una combinación de GNL, generación eléctrica e industria petroquímica.

Venezuela es un país petrolero y lo seguirá siendo por muchas décadas más. El argumento central de esta propuesta comienza por reconocer nuestra ventaja comparativa como país con recursos energéticos (petroleros y gasíferos) y proponer la evolución acelerada de Venezuela de un país exclusivamente petrolero a uno gasífero y petrolero.

Venezuela cuenta con enormes recursos gasíferos, que desarrollados con seriedad y plenitud, pueden contribuir a más que doblar la producción actual de hidrocarburos, a diversificar y ampliar las exportaciones, promover el desarrollo de una industria competitiva aguas abajo y facilitar la transición hacia una economía global sostenible. La implementación de esta visión, no solo tiene el potencial de mejorar la calidad de vida de generaciones futuras de venezolanos a través del desarrollo, sino también hacernos más independientes como nación.

Esta es, en resumen, nuestra visión de la industria para los próximos 100 años.
Bienvenido el debate

**Fuente: Wood Mackenzie, PDVSA, BP Statistical Review of World Energy, OPEP, Bloomberg, Venezuela Energética, análisis propio.**

# Deuda PDVSA

Para el año 2017, la deuda financiera de PDVSA se registró en 36.268 millones de dólares, lo cual indica una caída de 12% respecto al año anterior y 17% respecto al 2015, esto ocasionado por restricciones en los mercados financieros internacionales, riesgo país y cierre de líneas de crédito.

Cabe resaltar que dicha reducción con respecto a los compromisos de pago durante tres años consecutivos, no incluye otros pasivos y deudas comerciales que tuvo la empresa con otros actores.

# Tabla 8

**Resumen de balances de deuda financiera consolidados de PDVSA (2015-2017, millones de dólares)**

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)
Balance de deuda financiera consolidada

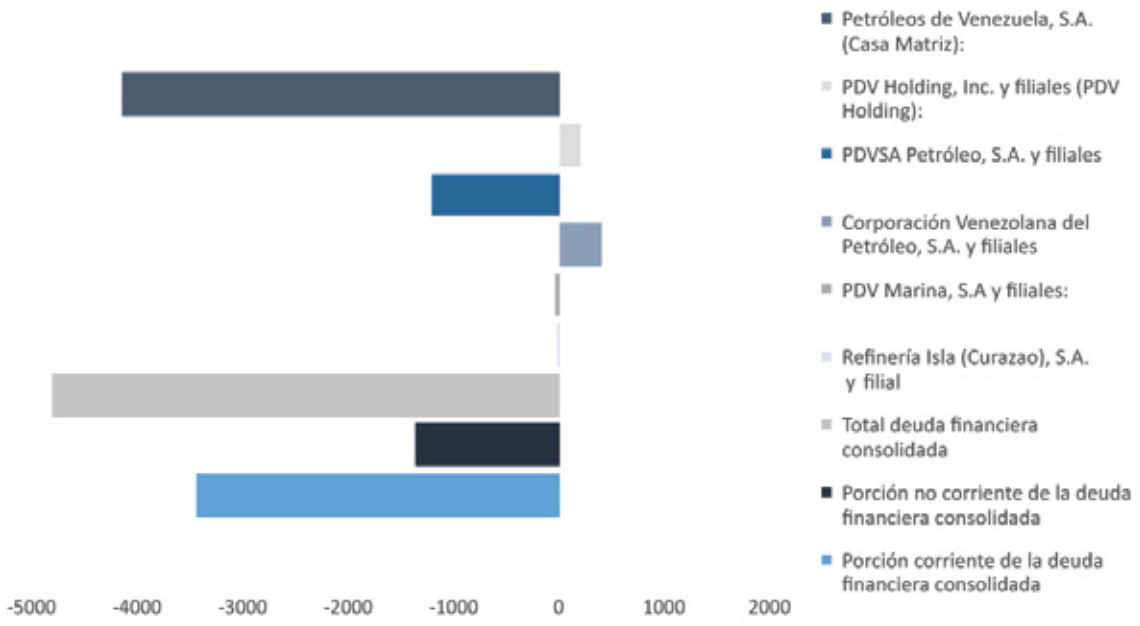
| | | | Millones de USD | |
|---|---|---|---|---|
| **Petróleos de Venezuela, S.A. (Casa Matriz):** | 2017 | | 2016 | 2015 |
| Bonos | 25.069 | | 28.524 | 30.150 |
| Certificados de inversión | 560 | | 434 | 422 |
| Notas crediticias | 118 | | 231 | 171 |
| Facilidades de crédito | 901 | | 575 | 735 |
| Préstamos | 1.897 | | 2.923 | 4.484 |
| Arrendamientos financieros | 1 | | 1 | 1 |
| **Total** | **28.546** | **79%** | **32.688** | **35.963** |
| **PDV Holding, Inc. y filiales (PDV Holding):** | | | | |
| Bonos | 2.205 | | 2.183 | 2.161 |
| Facilidades de crédito | 1.725 | | 1.522 | 1.681 |
| Arrendamientos financieros | 476 | | 507 | 241 |
| **Total** | 4.406 | **12%** | 4.212 | 4.083 |
| **PDVSA Petróleo, S.A. y filiales:** | | | | |
| Bonos | 1 | | 1 | 2 |
| Facilidad de crédito | 61 | | 1.262 | 1.950 |
| **Total** | **62** | **0,2%** | **1.263** | 1.952 |
| **Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. y filiales:** | | | | |
| Petro San Félix, S.A. - Bonos | - | | 1 | 4 |
| Petropiar, S.A. - Facilidad de crédito | - | | - | 5 |
| Petrowarao, S.A. - Facilidad de crédito | 9 | | 9 | 17 |
| Petrocedeño, S.A. - Facilidad de crédito | - | | 20 | 56 |
| Petrozamora, S.A. - Facilidad prepago | 150 | | 143 | 73 |
| Petrolera Sinovensa, S.A. - Facilidad de crédito | 1.576 | | 1.256 | 699 |
| Petroboscán, S.A. - Facilidad de crédito | 686 | | 626 | 461 |
| Petrodelta, S.A. - Préstamo no garantizado | 1 | | 6 | 20 |
| Petroquiriquire, S.A. - Facilidad de crédito | 578 | | 545 | - |
| Petrozumano, S.A. - Facilidad de crédito | - | | - | - |
| Petrolera Indovenezolana, S.A. - Préstamo no garantizado | 17 | | - | - |
| **Total** | **3.017** | **8,3%** | **2.606** | **1.335** |
| **PDV Marina, S.A y filiales:** | | | | |
| Facilidad de crédito | 89 | | 99 | 110 |
| Préstamo | 10 | | 19 | 39 |
| Arrendamientos financieros | 91 | | 121 | 148 |
| **Total** | **190** | **0,5%** | 239 | 297 |
| **Refinería Isla (Curazao), S.A. y filial** | **47** | **0,1%** | **68** | **86** |
| **Total deuda financiera consolidada (1)** | **36.268** | **100,0%** | **41.076** | **43.716** |
| Porción corriente de la deuda financiera consolidada (1) | 3.736 | | 7.181 | 6.800 |
| Porción no corriente de la deuda financiera consolidada (1) | 32.532 | | 33.895 | 36.916 |
| Total deuda financiera consolidada (1) | 36.268 | | 41.076 | 43.716 |
| Deuda financiera consolidada mantenida para su disposición | 82 | | 93 | 97 |
| 1) No incluye la deuda financiera consolidada mantenida para su disposición | | | | |

**Fuente: Balance consolidado de deuda financiera (PDVSA, varios años).**

Con respecto a la distribución de la deuda financiera en el 2017, el mayor porcentaje de pasivos corresponde a la casa matriz (79%) y el resto corresponde a la deuda de las filiales de PDVSA (21%). Durante el 2017, PDVSA (Casa matriz) emitió 25.069 millones de dólares en bonos (12% menor que en el 2016), lo cual implicó que el total de pasivos de la empresa registrara una disminución de 4.142 millones de dólares con respecto al año anterior.

Con respecto a las filiales de PDVSA, se registró una deuda financiera de 7.772 millones de dólares, distribuidos de la siguiente manera: en primer lugar PDV Holding, Inc. y filiales (propietaria de CITGO) con 57%, Corporación Venezolana del Petróleo, S.A representando 39% y por último otras filiales con 4%. Con respecto al año anterior, se observa una disminución de 666 millones de dólares, a pesar de que algunas pasivos como los de la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A y PDV Holding, Inc. y filiales (propietaria de CITGO) evidenciaron un incremento (4% y 16%, respectivamente).

**Gráfica 60. Pasivos con mayores cambios en el balance de deuda financiera de PDVSA S.A y sus filiales entre 2016 y 2017**

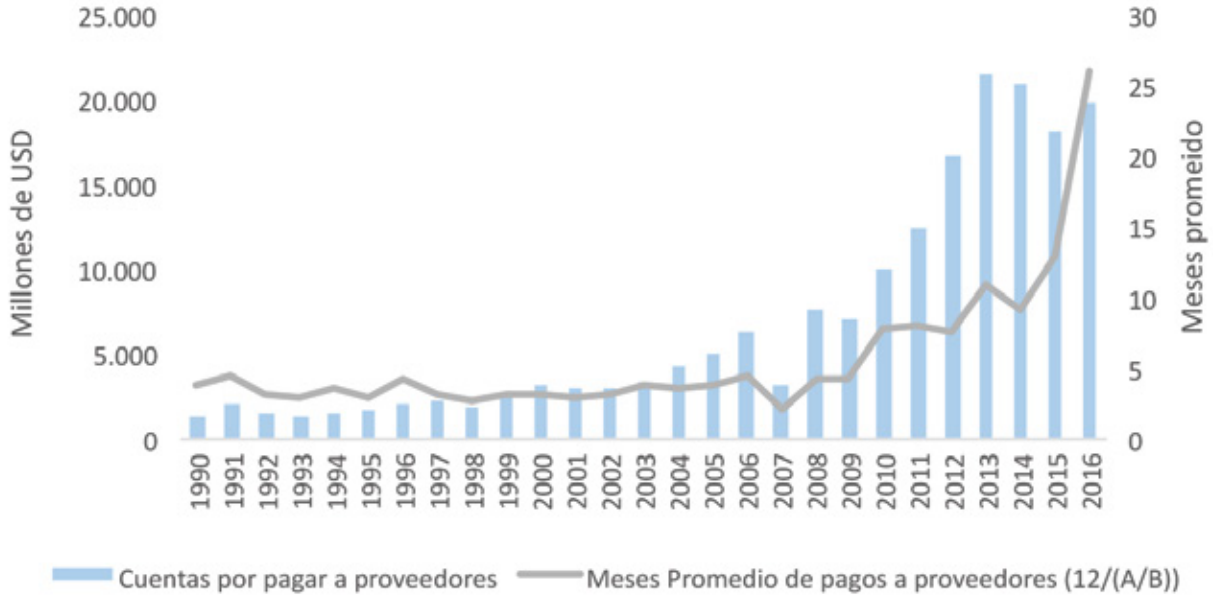



**Fuente: Balance consolidado de deuda financiera (PDVSA, varios años)**

Para el 2016, el total de cuentas por pagar a proveedores se registró en 19.800 millones de dólares, evidenciando un incremento de 9% respecto al año anterior y de 60% respecto al promedio de los últimos 10 años. Durante el periodo 1990-2006, las cuentas por pagar se registraron en 2.724 millones de dólares, sin embargo durante el periodo 2007-2016 este monto se incrementó a 13.045 millones de dólares, lo que evidenció una tendencia al alza a partir del año 2008.

Además del incremento con respecto a la deuda a proveedores, se evidencia una tendencia al alza con respecto a los meses promedio de pago de dichas deudas. Para el año 2016, se registró un promedio de meses de pago a proveedores de 26,1 meses, cifra más alta durante los últimos 27 años, equivalente a un incremento de 13,2 meses respecto al año anterior. Asimismo, durante los últimos 16 años se registró 6,93 meses promedio de pago a proveedores, experimentando cifras superiores a los 10 meses a partir del año 2013.

**Gráfica 61. Deuda y meses promedio de pago a proveedores PDVSA.**




**Fuente: Informe Financiero (PDVSA, varios años).**

# FONDO CHINO

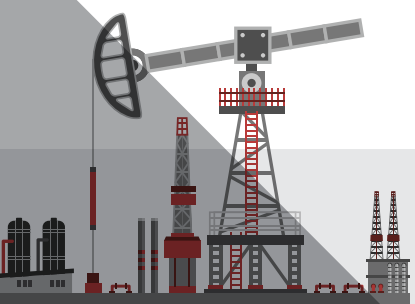
Desde el año 2005, China ha otorgado alrededor de 150 mil millones de dólares en préstamos a América Latina y el Caribe, en materia energética, minera e infraestructura. Venezuela se ubica como el principal país al que China le ha otorgado préstamos para el desarrollo de su actividad económica, por encima de Brasil, Argentina, Ecuador y Bolivia. De acuerdo a cifras publicadas por Inter American Dialogue, los préstamos de China a Venezuela se ubican alrededor de 62.200 millones de dólares para el periodo 2007-2016.

## Tabla 9

**Préstamos de China a Venezuela en materia energética, minería e Infraestructura**

| Fecha | Tipo | Concepto del prestamo | Banco prestamista | Monto |
|---|---|---|---|---|
| **2007** | | | | |
| November | Energy | Fondo Chino. Tramo A | China Development Bank | 4.000 millones de dólares |
| **2009** | | | | |
| Abril | Energy | Fondo Chino. Tramo B | China Development Bank | 4.000 millones de dólares |
| Diciembre | Energy | No especificado | China Ex-IM Bank | 500 millones de dolares |
| Diciembre | Minería | Credito de poyecto de minería | China Development Bank | 1.000 millones dolares |
| **2010** | | | | |
| Mayo | Otro | Trade-related credit facility | CDB and Portugal´s BES | 1.100 millones dólares |
| Agosto | Energy | Fondo Chino. Fondo de gran voulmen largo plazo | China Development Bank | 20.000 millones de dólares |
| **2011** | | | | |
| Junio | Energy | Fondo Chino. Primera Renovación del tramo A | China Development Bank | 4.000 millones de dólares |
| Noviembre | Energy | Abreu e Lima refinery | China Development Bank | 1.500 millones dolares |
| **2012** | | | | |
| Febrero | Energy | Fondo chino. Renovación del tramo B | China Development Bank | 4.000 millones de dólares |
| **2013** | | | | |
| Junio | Energy | Produccion de empresa mixta sinovensa en Orinoco | China Development Bank | 4.000 millones de dólares |
| Septiembre | Minería | Las Cristinas gold mine | China Development Bank | 700 millones de dolares |
| Septiembre | Infraestructura | Pequiven terminal martimo | China Ex - IM Bank | 4.000 millones de dólares |
| Noviembre | Energy | Fondo Chino. Tramo C | China Development Bank | 5.000 millones de dolares |
| **2014** | | | | |
| Julio | Infraestructura | Fondo chino. Renovación del tramo A | China Exlm Bank | 4.000 millones de dolares |
| **2015** | | | | |
| Abril | Energy | Fondo Chino. Renovación del Tramo B | China Development Bank | 5.000 millones de doalres |
| **2016** | | | | |
| Noviembre | Energy | Desarrollo del sector petrolero | China Development Bank | 2.200 millones de dolares |

**Fuente: Informe Financiero (PDVSA, varios años).**



Entre los préstamos otorgados por China a Venezuela, se destaca los financiamientos a través del Fondo Chino, constituido en el año 2007, así como el préstamo de Gran volumen y largo plazo por 20.000 millones de dólares, otorgado en el año 2010 para ser pagados hasta el año 2020. Entre ambos financiamientos, la deuda de Venezuela a China asciende a 50 mil millones dólares.

El fondo Chino y el préstamo de gran volumen y largo plazo, tienen la condición de ser pagados mediante el suministro de barriles de crudo a futuro. De acuerdo a cifras publicadas en el informe de gestión anual de PDVSA, entre el año 2007 y 2016 se ha enviado un total de 3,73 MMBD a China por motivo de pago de deuda.

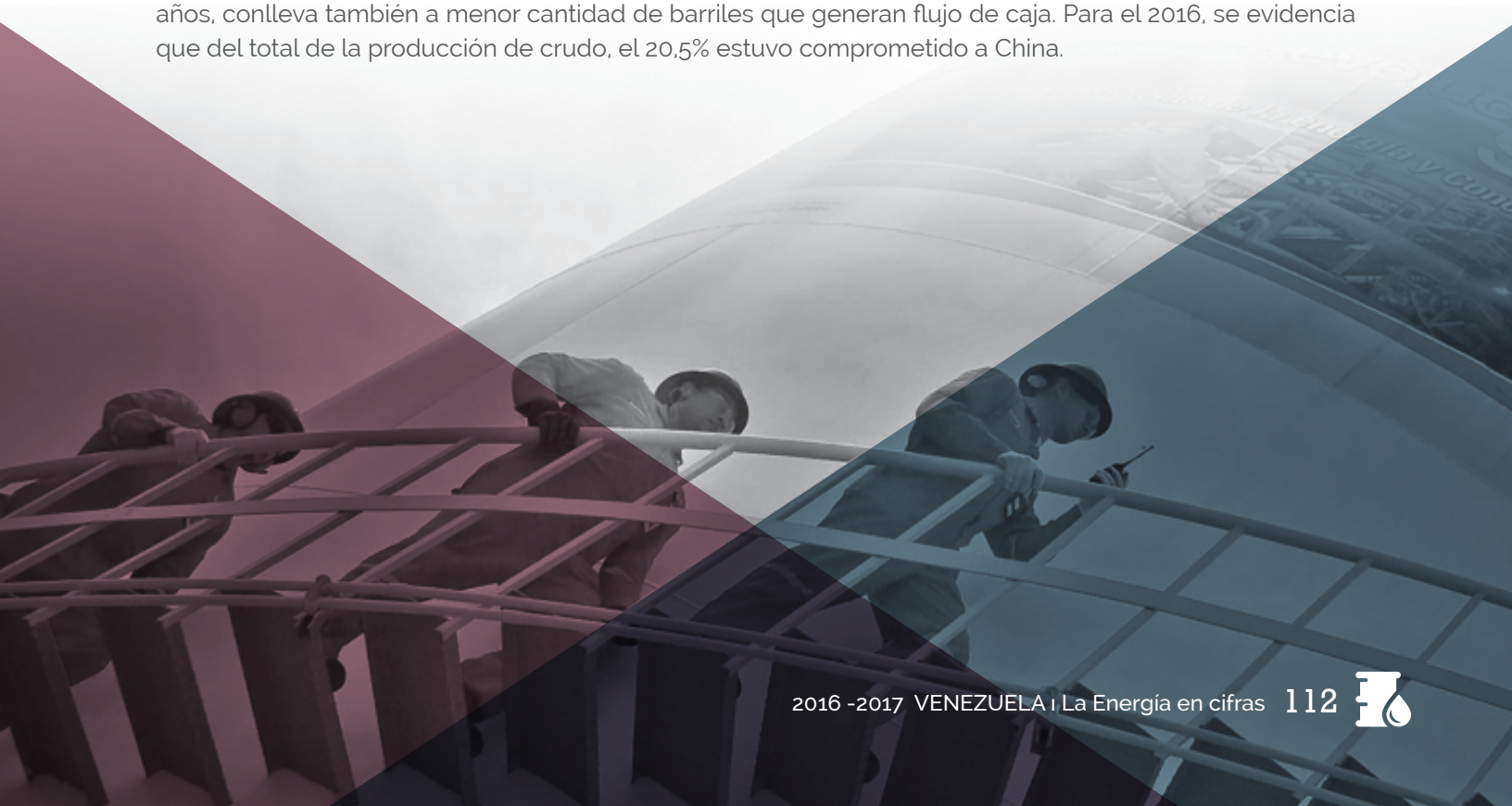
## Tabla 10

**Préstamos de China a Venezuela en materia energética, minería e infraestructura.**

| | Tramo A | Tramo B | Gran Volumen y Largo Plazo | Renovación A y B | Tramo C | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **2007** | 89 | - | - | - | - | 89 |
| **2008** | 86 | - | - | - | - | 86 |
| **2009** | 91 | 124 | - | - | - | 215 |
| **2010** | 75 | 107 | 205 | - | - | 387 |
| **2011** | - | 0 | 220 | 195 | - | 415 |
| **2012** | - | 0 | 252 | 199 | - | 451 |
| **2013** | - | 0 | 290 | 190 | 5 | 485 |
| **2014** | - | 0 | 225 | 181 | 71 | 477 |
| **2015** | - | 0 | 283 | 248 | 96 | 627 |
| **2016** | - | 0 | 285 | 120 | 100 | 505 |

**Fuente: Informe de Gestión Anual 2016 (PDVSA, 2017)**

Entre el año 2012-2016, en promedio el 19% del total de barriles diarios producidos estuvo comprometido a China por motivo de pago de deuda. Por consiguiente, la contracción de la producción en los últimos 5 años, conlleva también a menor cantidad de barriles que generan flujo de caja. Para el 2016, se evidencia que del total de la producción de crudo, el 20,5% estuvo comprometido a China.



# PROYECCIONES

Las siguientes proyecciones del mercado petrolero y de gas son presentadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA), en el World Energy Outlook del año 2018.

Los escenarios proyectados reflejan el entorno energético mundial para las próximas décadas, así como los compromisos de política y medidas a implementar en términos ambientales en relación a lo establecido en el acuerdo de París sobre el cambio climático que entró en vigor en Noviembre de 2016.

## PROYECCIONES DEL MERCADO PETROLERO

### Proyecciones de producción de petróleo

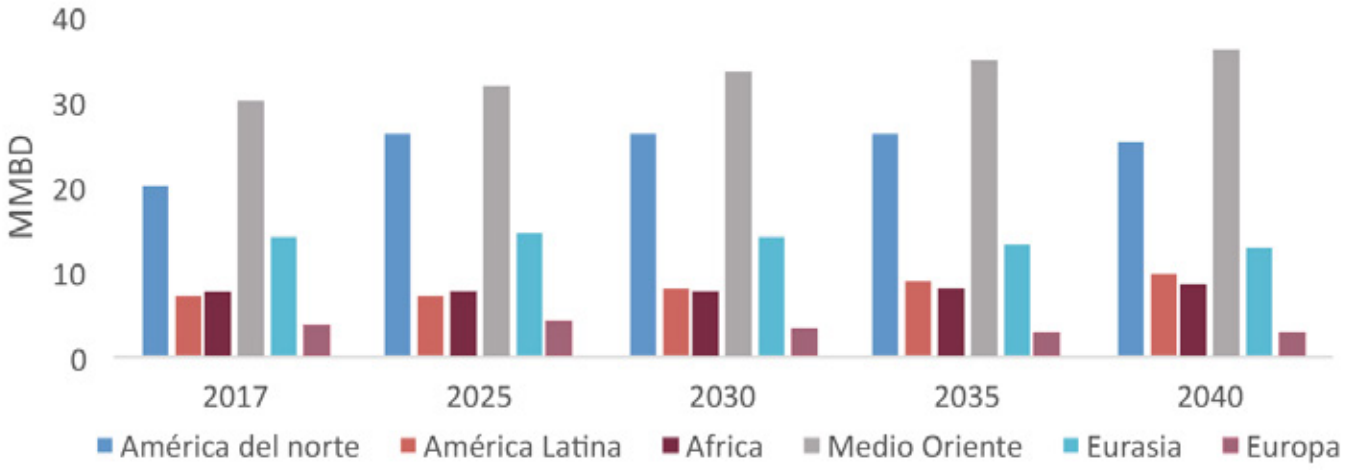
La IEA estima que Estados Unidos representará el 75% del incremento global de la producción de crudo para el 2025. Para este año, se prevé que la producción del país norteamericano alcance 18,5 MMBD, aumentando en 23% (5,3MMBD) respecto al 2017. Sin embargo, para el 2040, se proyecta que la producción disminuya a 16 MMBD, una caída de 12% en relación a 2025.

Respecto a Arabia Saudita, mayor productor de Medio Oriente, se prevé para los próximos 23 años un promedio de producción de 12,7 MMBD.

Por su parte, Irán e Iraq se estima que para el 2040 incrementen su producción en 17% y 48% respectivamente, en comparación a 2017.

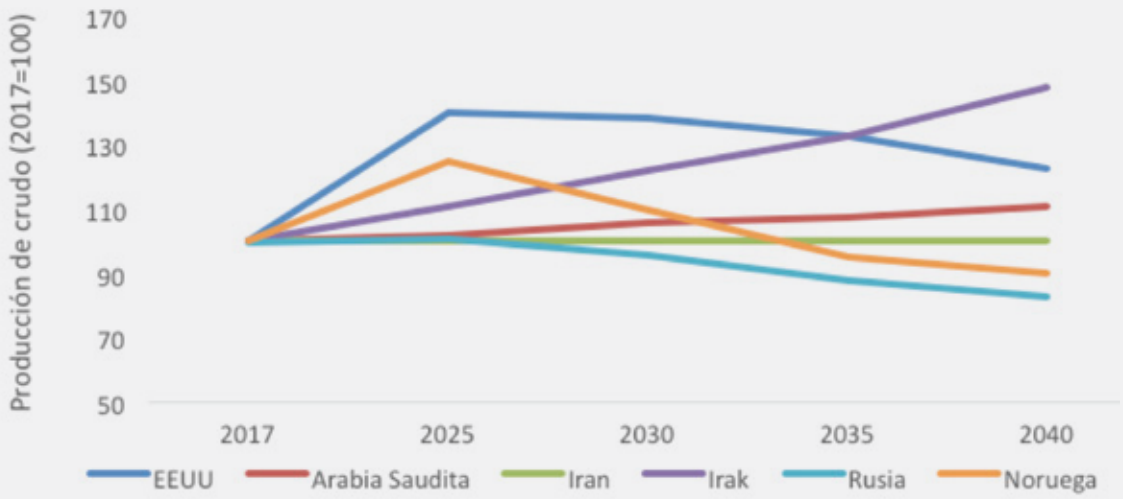
Por último, en relación a Rusia se reporta que su producción de crudo presente una tendencia al declive entre el año 2017 y 2040. La IEA proyecta que la producción sea de 11,5 MMBD para el 2025 y luego refleje una caída de 18% (2,1 MMBD) para el 2040, registrando 9,9 MMBD.

Gráfico 62. Producción de crudo proyectada por región (2017-2040)




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

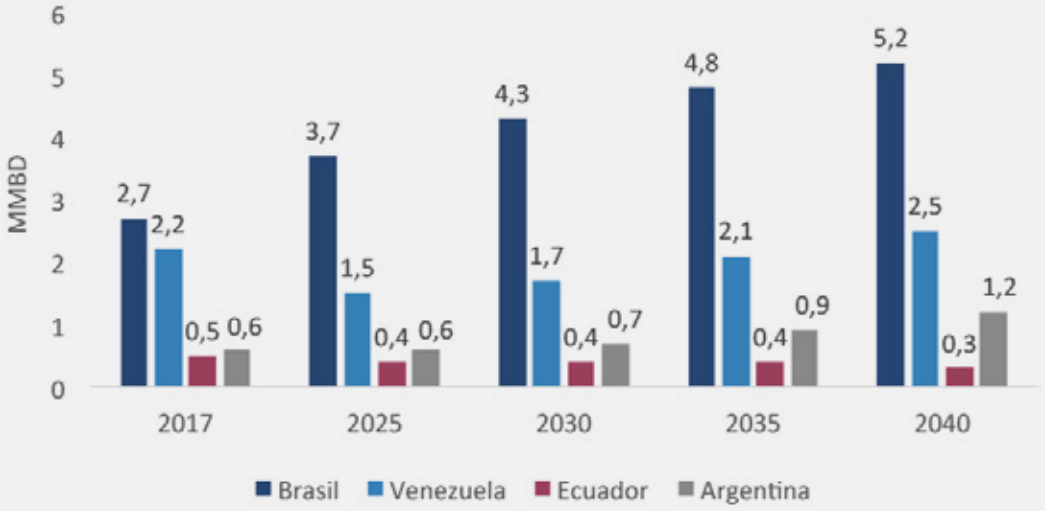
Gráfico 63. Crecimiento de mayores productos de crudo a nivel mundial (2017=100)




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

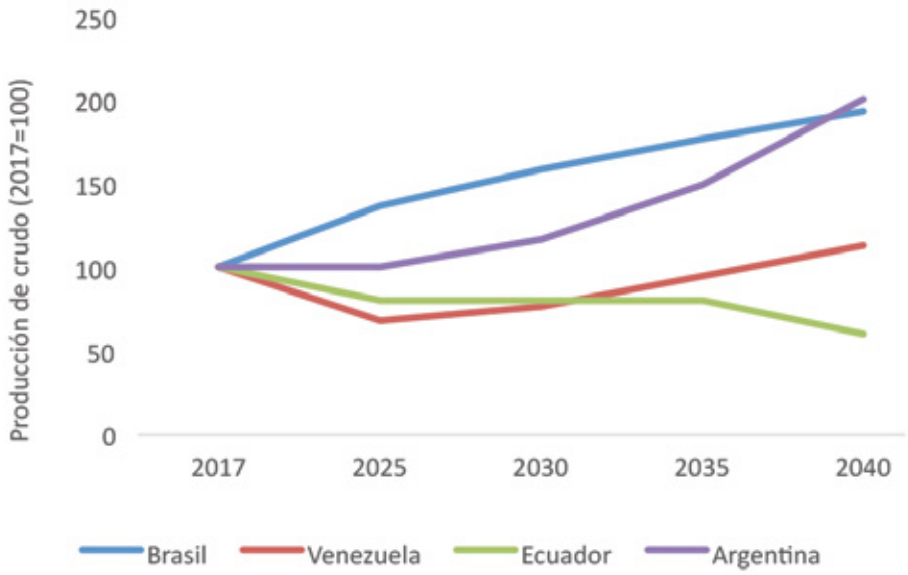
En relación a la región de América Latina, se estima una producción de crudo de 9,9 MMBD para el 2040, representando un aumento de 36% respecto al 2017. Para este año, se ubica Brasil como el mayor productor de crudo de la región alcanzando 5,1 MMBD. En relación a Venezuela, afectado actualmente por el deterioro de su industria petrolera nacional, se proyecta una producción de crudo de 1,5 MMBD para el 2025 y evidenciando un promedio de 1,9 MMBD para los próximos 23 años. Para el 2040, se proyecta que la producción de crudo venezolano sea de 2,5 MMBD, similar al nivel de producción de principios de los 90's. Por último, la IEA refleja que la producción de crudo de Argentina se duplique para el 2040, mientras que la de Ecuador disminuya en 40%.

Gráfico 64. Producción de crudo proyectada para América Latina (2017-2040).




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

Gráfico 65. Proyecciones de crecimiento de la producción de América Latina (2017=100)




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

La producción de crudo de los países OPEP y No-OPEP se proyecta para 2040 en 46,3 MMBD y 57,1 MMBD, respectiv amente, representando un aumento de 17% y 7% respecto al 2017. Se prevé que la participación de la OPEP en la oferta mundial de crudo aumente desde un 43% en el 2017 a 45% para el 2040, mientras que se proyecta que la participación de los países No-OPEP disminuya de 57% a 55%, atribuida principalmente por la caída de producción de crudo de Rusia.

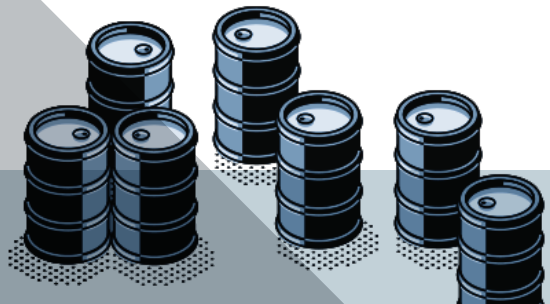
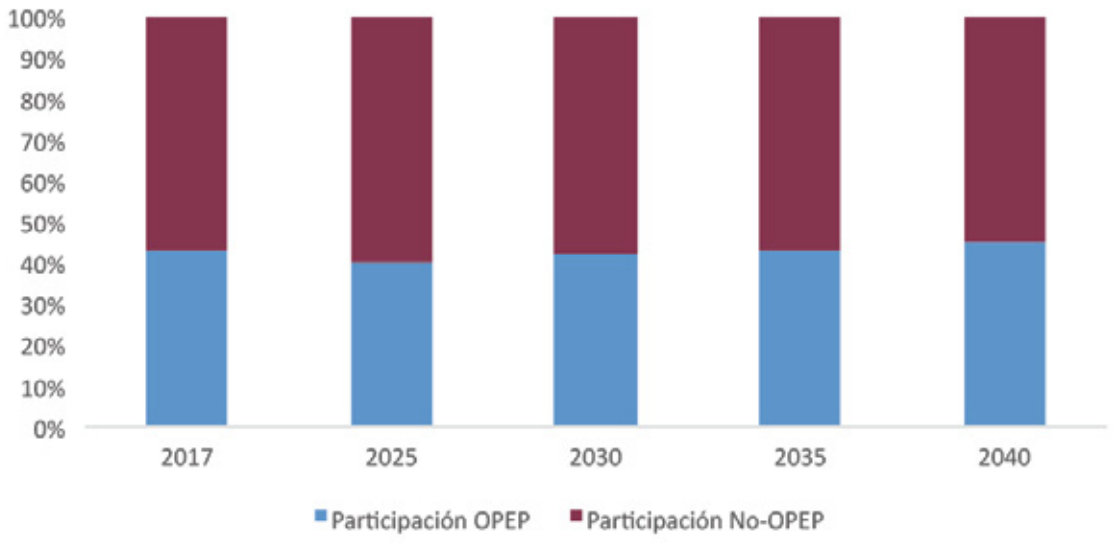


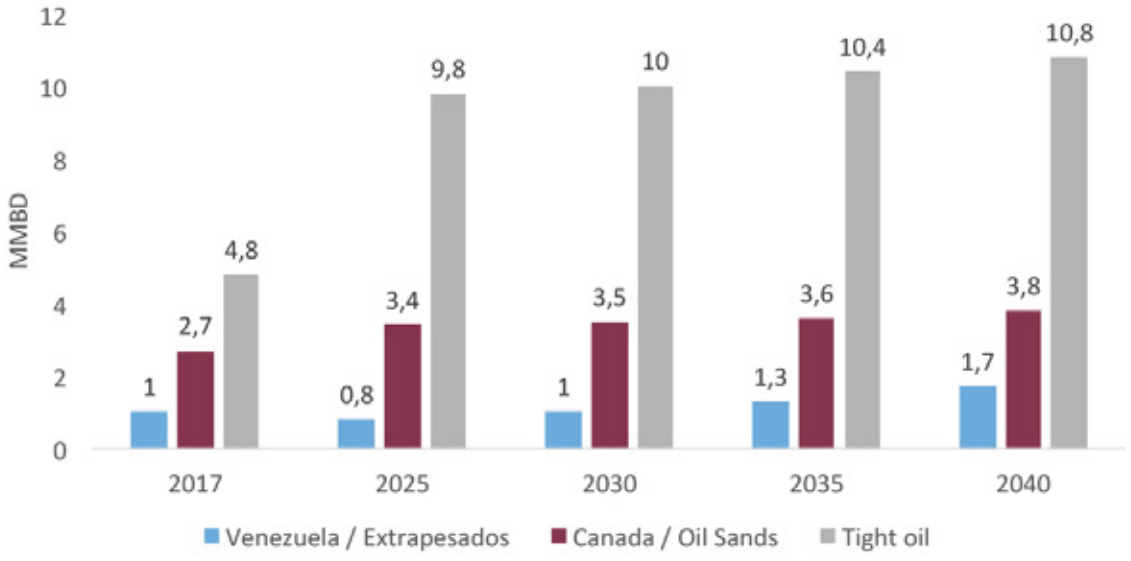
Gráfico 66. Proyecciones de participación OPEP y No-OPEP.




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

De acuerdo a las proyecciones del crudo no convencional, se prevé que la producción de crudo extra-pesado venezolano se ubique en 800 MBD para el 2025. Posteriormente se estima que la producción presente una recuperación, alcanzando 1,3 MMBD en 2035 y 1,7 MMBD en 2040. Por su parte, la producción de arenas bituminosas reporta un incremento de 41% entre el 2017 y 2040 y en el caso del tight oil, se estima un aumento de 6 MMBD respecto al nivel del 2017.

Gráfico 67. Producción de crudos no convencionales.




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

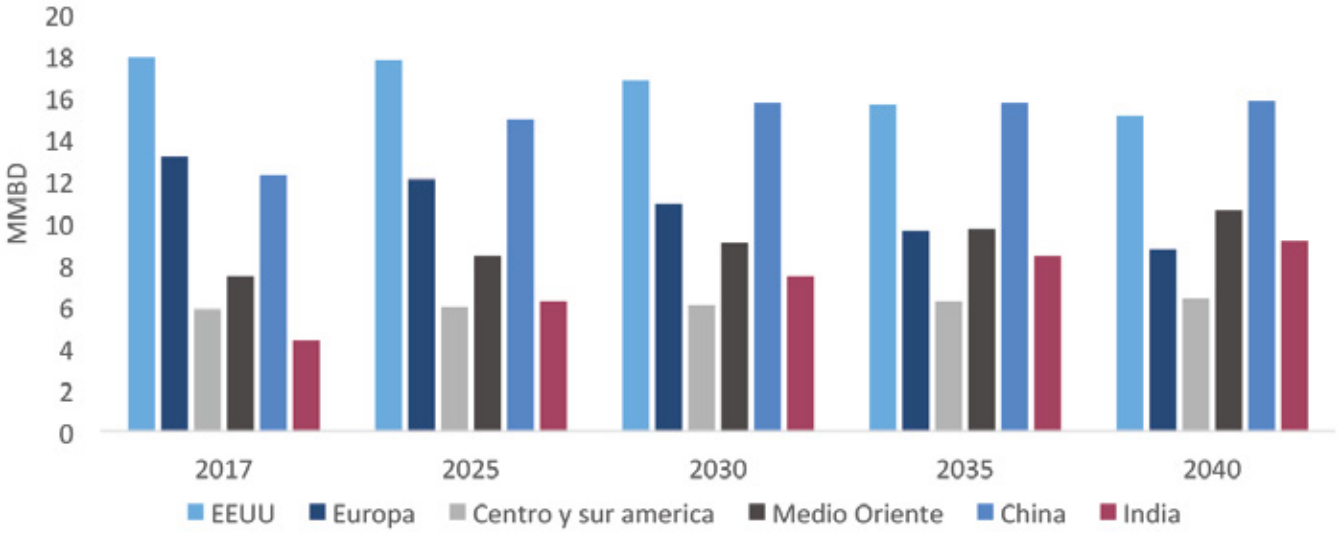
# Proyecciones de demanda de Petróleo

La IEA estima que la demanda mundial de crudo se ubique en 106,3 MMBD para el 2040, representando un incremento de 12% respecto al 2017. Este crecimiento es generado por las economías emergentes, especialmente por China, quien se ubica para dentro de 23 años como el mayor consumidor de crudo a nivel global, desplazando Estados Unidos, y registrando una demanda promedio de 15 MMBD.

El país norteamericano, refleja una tendencia al declive en la demanda crudo, registrando una caída de 16% para el periodo 2017-2040. Asimismo, a pesar de que se estima que la demanda de India se duplique para el 2040, la IEA proyecta una desaceleración debido al crecimiento en la demanda de vehículos eléctricos.

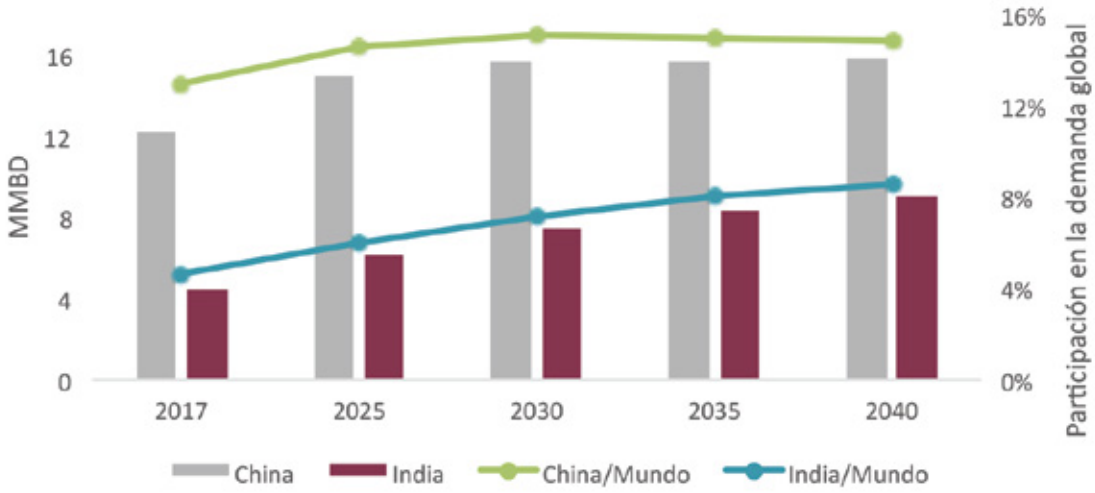
En relación a la región de Medio Oriente, se proyecta una tendencia al alza en la demanda de crudo, aumentando en 43% entre el 2017 y 2040, mientras que para la región europea se proyecta una caída de 34% en este mismo periodo, siendo generado por el nuevo target de eficiencia energética y nuevos estándares en la emisión de gases por los automóviles.

**Gráfico 68. Proyecciones de demanda de petróleo por región (2017-2040)**




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

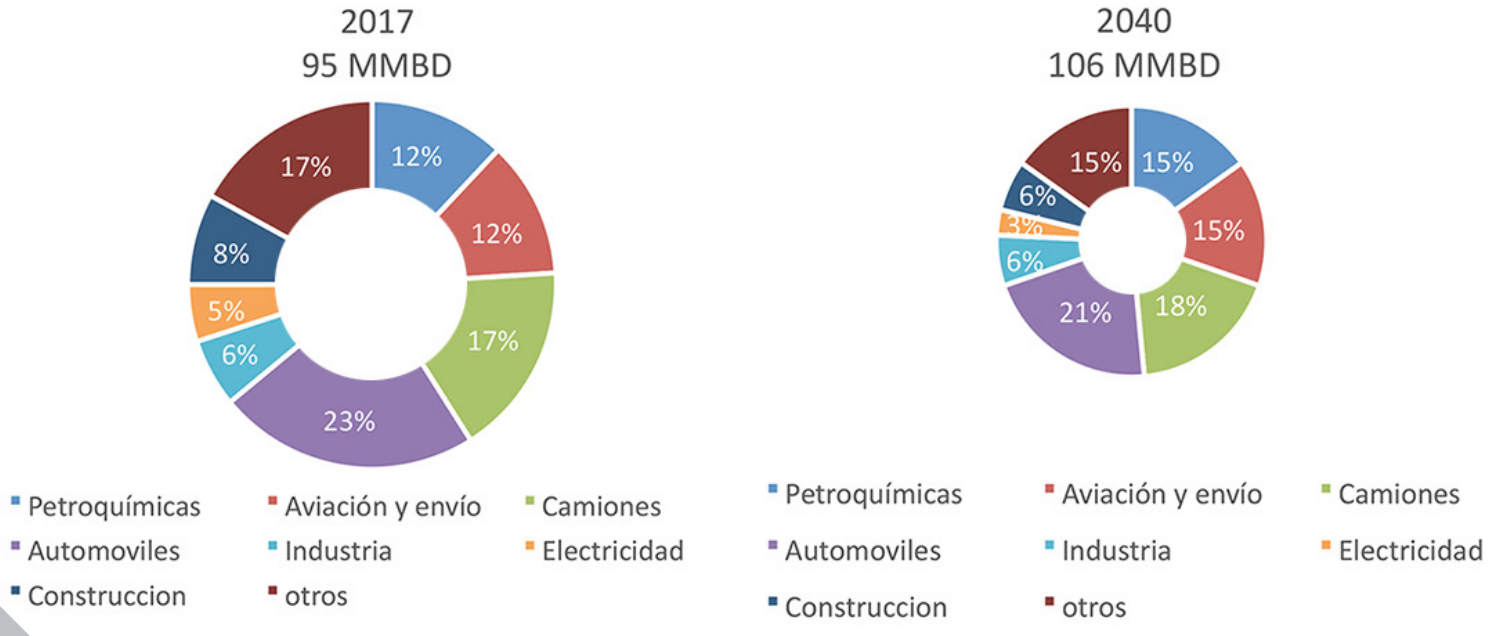
Gráfico 69. Proyecciones de demanda de petróleo de China e India (2017-2040)




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

De acuerdo a las proyecciones de la IEA en los escenarios de nueva políticas, se estima el uso de petróleo como materia prima petroquímica aumente en 4,5 MMBD 2040, el mayor incremento en cualquier sector. Por otro lado, el uso de petróleo correspondiente a automóviles en 2040, solo crece en 2% respecto al 2017. Esto se debe, según la IEA, a las mejoras en la eficiencia del combustible, y al aumento de combustibles alternativos (electricidad, biocombustibles y gas natural) para el 2040.

Gráfico 70. Demanda mundial de crudo por sectores. Escenario de nuevas políticas (2017-2040).




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

La IEA prevé que el número de autos eléctricos en la carretera supere los 40 millones en 2025 y los 300 millones en 2040. En este sentido, China se proyecta como líder en movilidad eléctrica, donde se estima que más del 40% de los automóviles eléctricos y casi el 60% de los autobuses eléctricos, estarán en el país asiático para el 2040.

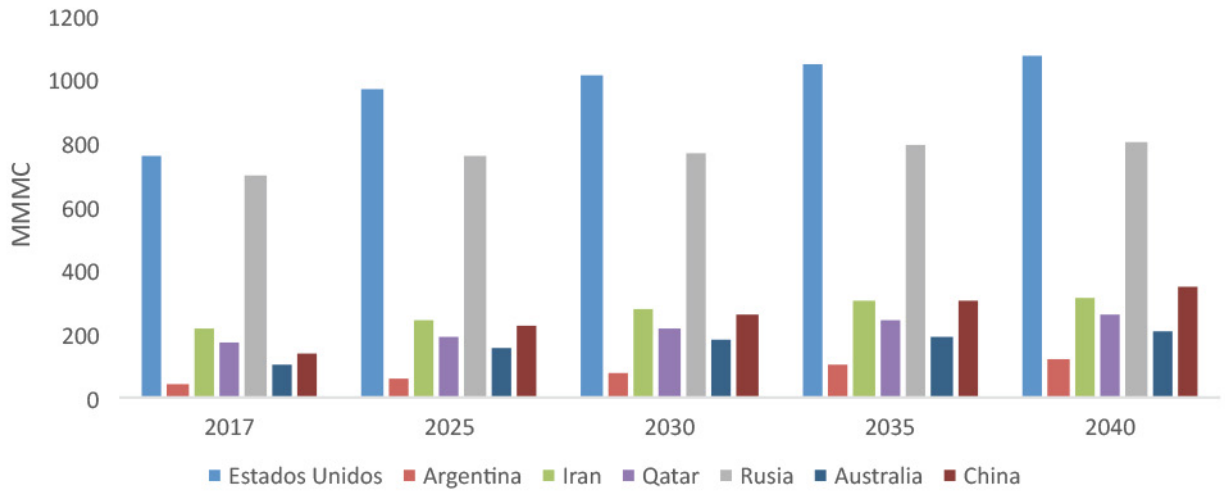
Por último para Agencia Internacional de Energía, proyecta una caída en el uso de petróleo en el sector eléctrico en casi todas las regiones, siendo reemplazado por el gas natural y las energías renovables. La disminución es más lenta en el Medio Oriente, donde se encuentran disponibles grandes volúmenes de petróleo de bajo costo (y con frecuencia subsidiado).

# PROYECCIONES DEL MERCADO DE GAS

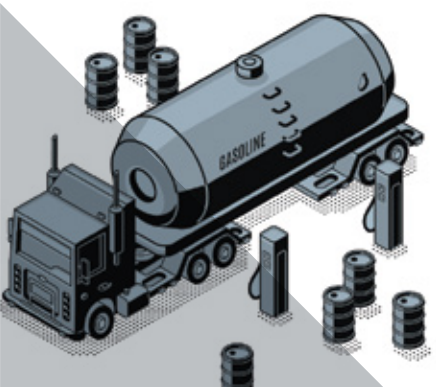
## Proyecciones de producción de gas

Las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía indican que para el 2040, la producción global de gas aumente en 43%, donde la producción de gas no convencional, proporcionará más de la mitad del crecimiento de la producción. Los Estados Unidos representan la mayor parte del crecimiento hasta 2025, pero otros países tendrán una participación significativa en el mercado, especialmente Canadá, China y Argentina.

**Gráfico 71. Proyección de los países con mayor producción de gas natural (2017-2040).**



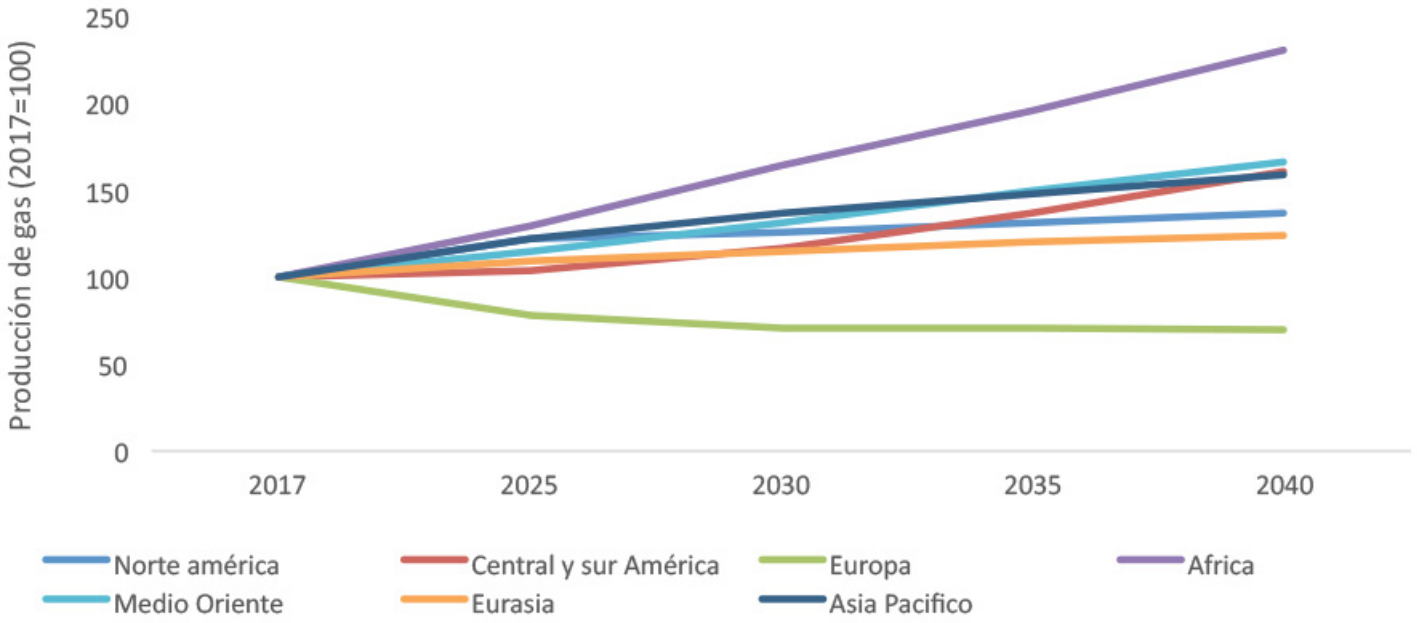

**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**



La IEA prevé que Estados Unidos sea el mayor productor a nivel mundial, sobrepasando a Rusia para el 2040. Se estima que el país norteamericano represente el 20% de la oferta global de gas, con 1074 miles de millones de metros cúbicos (MMMC), reflejando un crecimiento de 41% respecto al 2017.

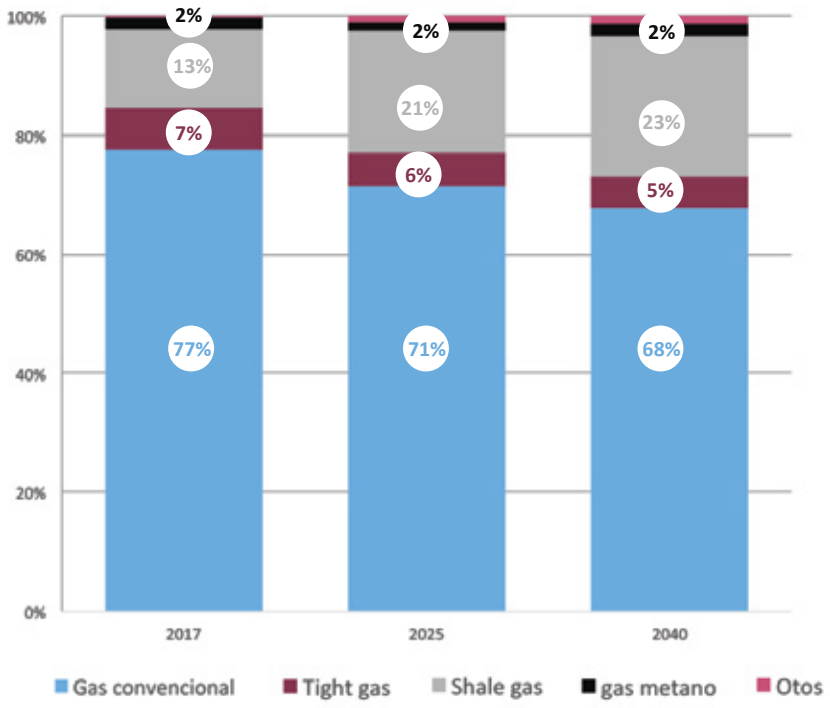
En relación a Rusia, se presenta un crecimiento estable en los próximos 23 años aumentando su producción en 15% entre el año 2017 y 2040. Por su parte, la IEA observa a Argentina con buen desempeño en la actividad de perforación de la cuenca Vaca Muerta. El país suramericano posee un mercado de gas bien establecido y buenas condiciones para la inversión. Para el 2025 la producción de gas de argentina sobrepasa los 50 MMMC y para el 2040 los 100 MMMC.

**Gráfico 72. Crecimiento proyectado en la producción por región (2017=100).**




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

Gráfico 73. Producción mundial de gas natural (2017-2040)




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

# PROYECCIÓN DE CONSUMO DE GAS

La IEA estima que para 2040 la demanda mundial de gas se ubique en 5399 MMMC, incrementando en 44% respecto al 2017 y registrando un crecimiento anual de 1,6% para los próximos 23 años. A pesar de que Estados Unidos se ubica como el mayor consumidor de gas a nivel mundial para el periodo 2017-2040, el crecimiento del consumo de gas provendrá principalmente de China, India y Medio Oriente.

En relación China, se proyecta para los próximos 23 años un crecimiento anual de 4,7% en de la demanda de gas natural. En el 2040, la demanda de gas será tres veces mayor al nivel del año 2017. El crecimiento de esta fuente de energía en el país asiático es generado por las recientes políticas dirigidas al cambio de uso del carbón por gas en las industrias y hogares.

Por su parte Medio Oriente, registra un crecimiento anual de 2% en el periodo 2017-2040. Se proyecta que el consumo de gas sea de 794 MMMC, reflejando un aumento de 58% respecto al 2017.

Respecto a la India, se prevé que la demanda de gas sea de 171 MMMC para el 2040, representando un incremento de 114 MMMC en comparación al 2017. Sin embargo, de acuerdo a la IEA, la participación del gas en la matriz energética es menos del 10% para el 2040, debido a la competencia del empleo del carbón y energías renovables; y la falta de políticas que incentiven el uso del gas.

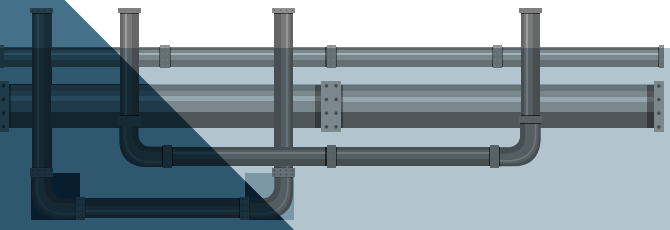
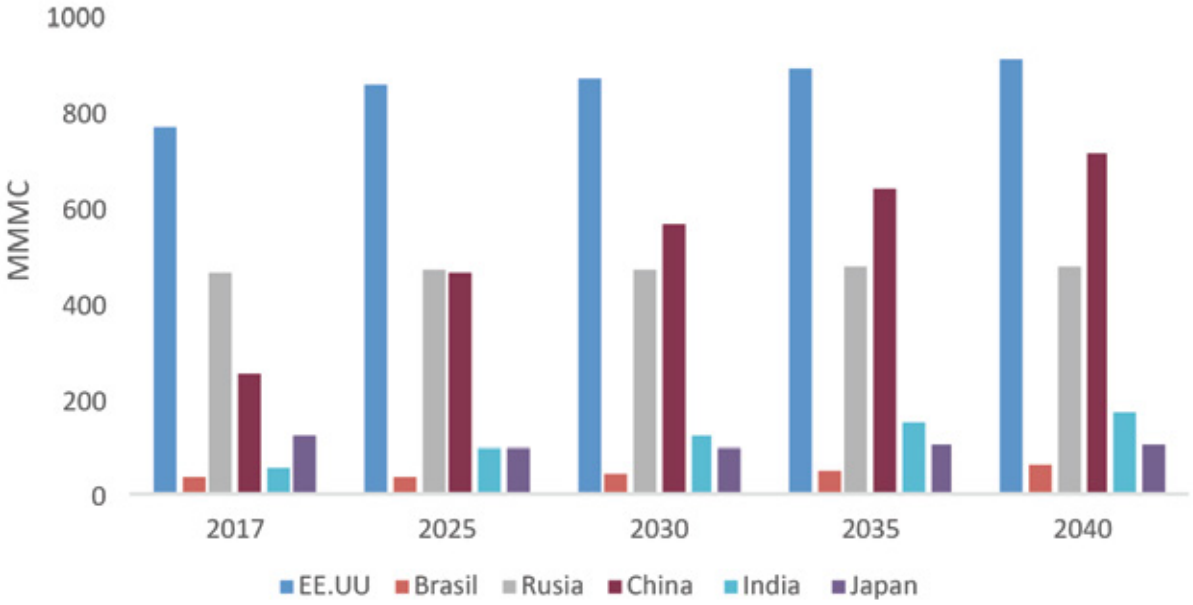


Gráfico 74. Consumo de gas proyectado por país (2017-2040)

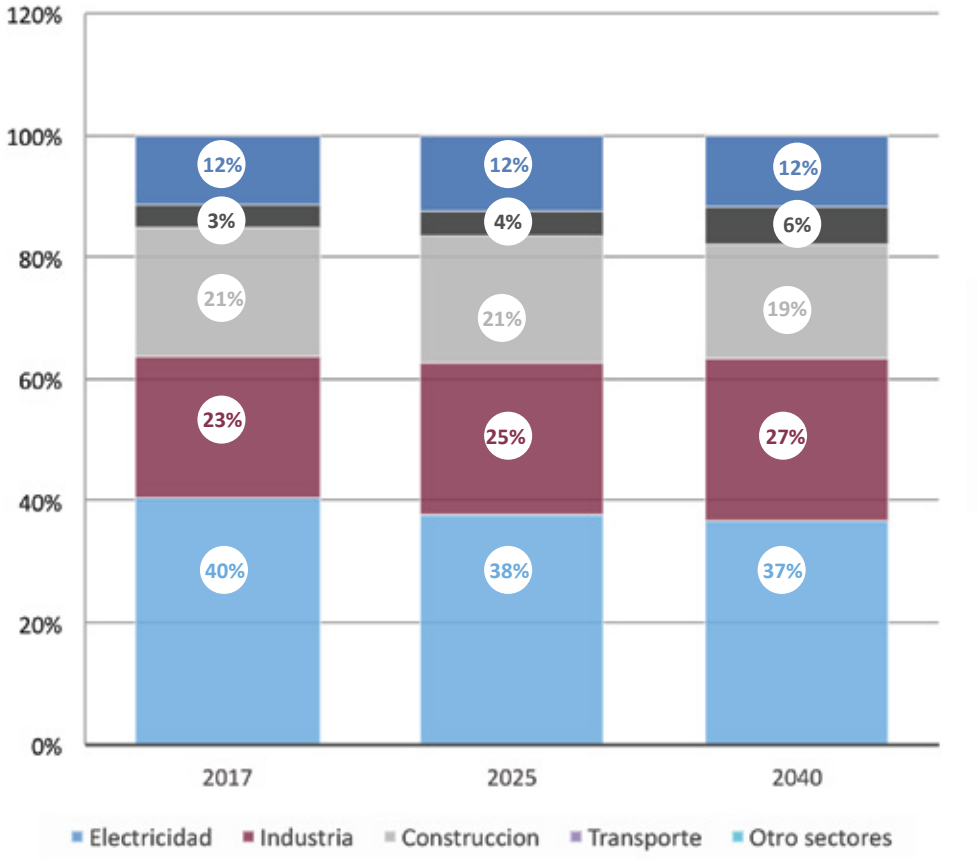



**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

En relación a la demanda de gas natural por sectores, de acuerdo a la IEA, el sector industrial es el principal factor causante del crecimiento del consumo de gas para los próximos años. Esto representa un contraste según tendencia del pasado donde el sector eléctrico era el principal motor en el consumo de gas.

Para el 2040, la demanda de gas industrial se prevé que sea de 1436 MMMC, representando una participación del 27% en la demanda global y una variación de 65% respecto al nivel del 2017. Por su parte, el sector eléctrico registra para el 2040 una demanda de 1981 MMMC, lo cual representa un aumento de 31% respecto al 2017.

Gráfico 75. Crecimiento demanda de gas por sectores (2017-2040)



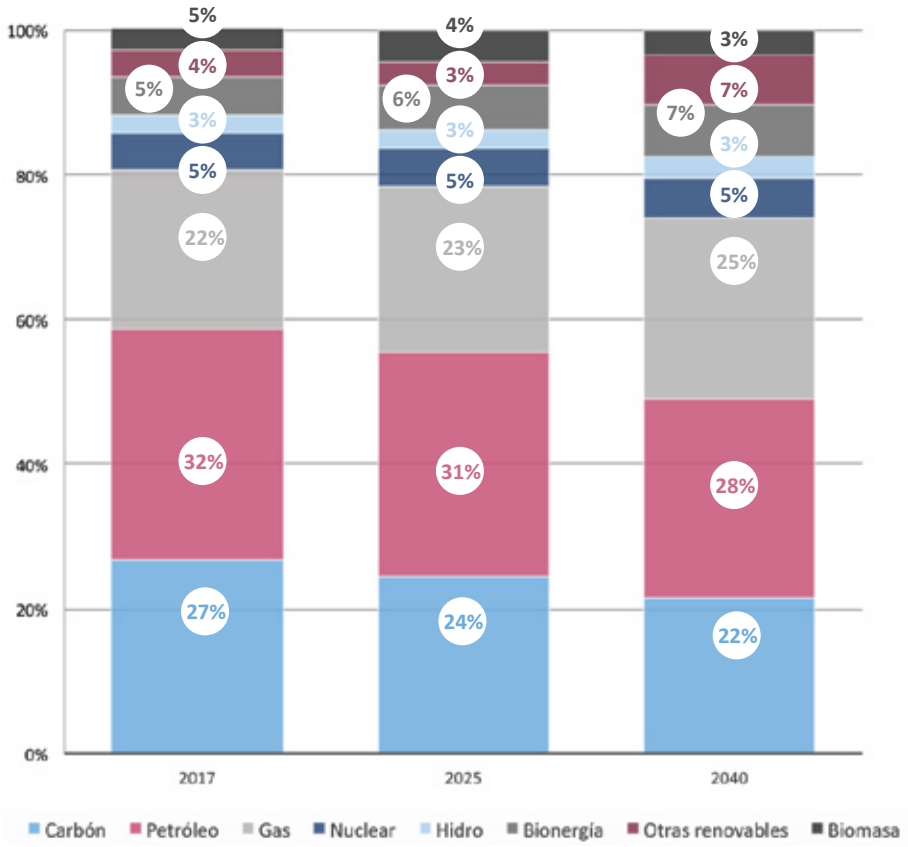

**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

# PROYECCIÓN DE LA MATRIZ DE CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL

La Agencia Internacional de Energía, en los escenarios de nuevas políticas proyecta para el 2040 que el consumo total de energía sea 27% mayor al 2017. El petróleo se ubica como la principal fuente de energía en los próximos años. Sin embargo, se espera que el gas sea la fuente combustible fósil con mayor crecimiento, registrando un incremento de 43% para 2040 en comparación a los niveles del año 2017.

Por su parte, se proyecta la bioenergía, como la fuente no fósil con mayor crecimiento para el 2040, siendo los niveles en este año dos veces mayor que el 2017. En relación a la hidro, se estima que incremente su participación en la matriz energética mundial a 7% en 2040 y otras energías renovables aumenten su participación de 5% en 2017 a 7% para el 2040.

Gráfico 76. Proyección de la matriz de consumo energético (2017-2040). Escenario de Nuevas Políticas.




**Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2018. Escenario de Nuevas Políticas**

## Director Fundador

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

## Coordinador Académico

- **Ramón Key -** Ph.D. y M.A. Economía. University of Colorado (Boulder)

## Profesores de Planta y Adjuntos afiliados al CIEA

- **Asdrúbal Baptista** - M.A. Economía, Kent University
- **Igor Hernádez** - Ph.D. (c) Economía - Rice University. M.A Economía, Duke University
- **Osmel Manzano** - Ph.D. Economía, Massachusetts Institute of Technology
- **Richard Obuchi** - Ph.D. (c), Tulane University. M.P.P. University of Chicago
- **José Manuel Puente** - Ph.D. Oxford University. M.Sc. Políticas Públicas, London School of Economics
- **Pedro Luis Rodríguez** - Ph.D. (c) Political Economy, New York University. M.Phil. Economía, University of Cambridge
- **Ricardo Villasmil** - Ph.D. Texas A&M University. M.P.P. Instituto de Estudios Superiores de Administración
- **Oswaldo Felizzola**- Ph.D. (c) Universidad Simón Bolívar. M.B.A. Instituto de Estudios Superiores de Administración

## Profesores Invitados

- **Ramón Espinasa** - Ph.D. Economía de la Energía, University of Cambridge
- **Luisa Palacios** - Ph.D. Asuntos Internacionales, The Johns Hopkins University. M.P.A. Asuntos Internacionales, Columbia University
- **Luis Pacheco** - Ph.D. Ingeniería Mecánica, Imperial College London
- **Luis Roberto Rodríguez** - Ph.D. Economía Política, Oxford University

## Investigadores

- **Daniela Monsalve** - Economista, Universidad Central de Venezuela
- **Geinny López** - Economista, Universidad de los Andes

## Asistente al investigador

- **José Gregorio Gómez** - Estudiante de Economía, Universidad Central de Venezuela

## Diseño y Diagramacón

- **María Gabriela Weil B.** - Diseñadora Gráfica IDDC.

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