

---

---

### 3. POLÍTICA ENERGÉTICA

---

---

#### **Plan de Negocios 2017-2021 (Pemex)**

El 3 de noviembre de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) dio a conocer el “Plan de Negocios 2017-2021”. A continuación se presenta la información.

El Plan de Negocios que se presenta a continuación es particular por varias razones:

- Por un lado, tiene como eje rector la rentabilidad.
- Por otro, Pemex es una empresa productiva del estado que está en transición (precios regulados, garantía de abasto, el mayor contribuyente del Estado, el déficit consolida con el sector público, monopolio con regulación asimétrica, régimen fiscal especial, flexibilidad laboral limitada, entre otras cosas).
- Este plan ya está en ejecución y ha logrado avances importantes y tangibles de forma tal que el 2017 es el año base.

El Plan de Negocios está dirigido a cuatro audiencias:

**Sociedad:** Dar a conocer a la sociedad el papel de Pemex en el contexto de la Reforma Energética.

**Inversionistas y proveedores:** Informar al público inversionista y proveedores de Pemex sobre la situación y las perspectivas financieras.

**Potenciales socios:** Mostrar a potenciales socios las áreas de oportunidad de inversión, dentro de Pemex para asociaciones.

Trabajadores de Pemex: Informar a los trabajadores de Pemex la visión y rumbo que tomará la empresa hacia el futuro.

### **Posicionando a Pemex para el futuro: reto y oportunidad.**

#### **El reto de corto plazo**

Ajustar la estructura de costos y la estrategia de negocios a un escenario de precios bajos:

- Programa de ajuste
- Medidas de austeridad
- Disciplina Fiscal
- Control Presupuestal

#### **La oportunidad histórica**

Utilizar todos los instrumentos y la flexibilidad que ofrece la Reforma Energética:

- Focalización del negocio en actividades estratégicas
- Alianzas y asociaciones
- Eficiencia y eficacia operativa

#### **Un vistazo a Pemex**

- 8° empresa productora de crudo

- 8° empresa perforadora terrestre
- 15° empresa por capacidad de refinación
- 5° empresa del mundo por activos de logística
- 5° productor de petroquímicos en América Latina
- 1° productor de fosfatados en América Latina
- 7° empresa comercializadora en el mundo
- 98° empresa *Fortune* 500
- Más de 70 productos comercializados
- Ventas por 2 veces el PIB de Bolivia

### **Situación y Perspectiva Financiera**

Hoy Pemex tiene finanzas estables.

- Plan de ajuste
- Fortalecimiento del balance financiero<sup>1</sup>
- Mayor acceso a los mercados financieros y manejo activo de la deuda

---

<sup>1</sup> El balance financiero es el flujo resultante de restar los egresos totales (incluyendo el costo financiero) a los ingresos totales.

- En 2017, Pemex presentará un superávit primario

### Plan de ajuste

Pemex reaccionó al entorno de precios bajos con un plan de ajuste, al igual que todas las compañías petroleras del mundo.

El plan de ajuste consistió en un recorte por 100 mil millones de pesos, aproximadamente el 20% del presupuesto de la compañía.



1/ Para Pemex se incluye los recortes en inversión de toda la compañía, no solo de Pemex Exploración y Producción.

FUENTE: Wood Mackenzie, Mayo 2016.

Pemex va a cumplir con el plan de ajuste de 100 mil millones de pesos y con su meta financiera.

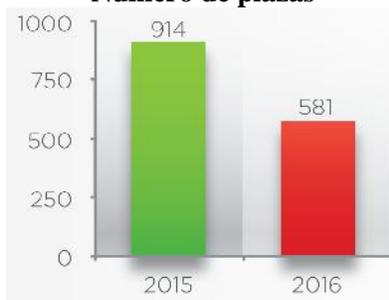
Ajustar portafolio a inversiones rentables: 6 mil millones de pesos.

Se detuvo la producción de pozos cuyo costo de extracción estaba por arriba de 25 dólares por barril.

Replantar inversiones sin comprometer la producción futura a través de las herramientas de la reforma energética: 65 mil millones de pesos.

- Se recortó la inversión en aguas profundas por 13 mil millones de pesos para el 2016, hoy ese proyecto es el *farmout* de *Trión* que se licitará el 5 de diciembre.
- Están en proceso los *farmouts* de: *Ayin-Batsil* en aguas someras, Cárdenas-Mora y Ogarrío en campos terrestres que se licitarán en la Ronda 2.1 y 2.2 en abril.
- En Transformación Industrial, se replantearon inversiones en reconfiguraciones de las refinerías para llevarse a cabo a través de asociaciones. Ej: la coquizadora de Tula se está replanteando a través de un contrato de compra de servicios (*tolling*) en el 2017.

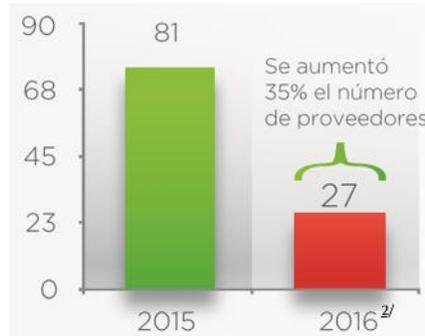
**AUSTERIDAD  
CORPORATIVA**  
**Plazas de alto mando<sup>1/</sup> del  
Corporativo**  
**-Número de plazas-**



<sup>1/</sup> A partir de nivel subgerente.

FUENTE: Pemex.

**TRANSPARENCIA EN  
PROCURA  
Adjudicación directa  
-Porcentaje del monto total  
contratado-**



<sup>2/</sup> Incluye únicamente el período de abril a septiembre.

FUENTE: Pemex.

Generar eficiencias y reducción de costos: 29 mil millones de pesos.

- Se supera la meta de 28.9 mil millones de pesos que se tenía contemplada.
- A la fecha se proyecta que a fin de año se alcance un ahorro de 35 mil millones de pesos.

**AUSTERIDAD ADMINISTRATIVA  
Ahorros por eficiencias y reducción de costos  
-Miles de millones de pesos-**

Concepto	Monto
Renegociaciones de contratos	20.3
Optimización de mano de obra	12.0
Gastos administrativos	3.0
Eficiencia y reducción de costos	35.3

FUENTE: Pemex.

## Fortalecimiento del balance financiero

### Medidas de apoyo del gobierno federal

Inyección de liquidez: 73.5<sup>2</sup> mmdp para reducir permanentemente el pasivo con proveedores.

- A octubre de 2016, se han pagado 142 de los 147 mil mdp y se tiene calendarizado para este año el resto.
- Se espera cerrar el año con un adeudo a proveedores acorde con el tamaño de la empresa.

Beneficio fiscal: 38.5 mmdp beneficio fiscal permanente<sup>3</sup> para reducir el déficit financiero.

- Reduce las necesidades de financiamiento.

Ayuda para fondar el pasivo laboral 184<sup>4</sup> mmdp.

- Complementa uno a uno la reducción del pasivo laboral alcanzada por Pemex.

La reforma de pensiones en Pemex puso un alto al crecimiento del pasivo laboral.

---

<sup>2</sup> 73.5 mmdp compuestos por 26.5 mmdp de inyección de capital y 47 mmdp de liberalización de presupuesto del pasivo laboral 2016.

<sup>3</sup> Deducciones aplicables de cuando menos USD 6.1/b para aguas someras y USD 8.3/b para campos terrestres, similares a los niveles previos a la Reforma Energética. Evaluación del beneficio estimada a partir de la deducibilidad del 11.075% del valor de los hidrocarburos extraídos y premisas de la SHCP. Considera un precio de la mezcla mexicana de exportación de USD 34/b.

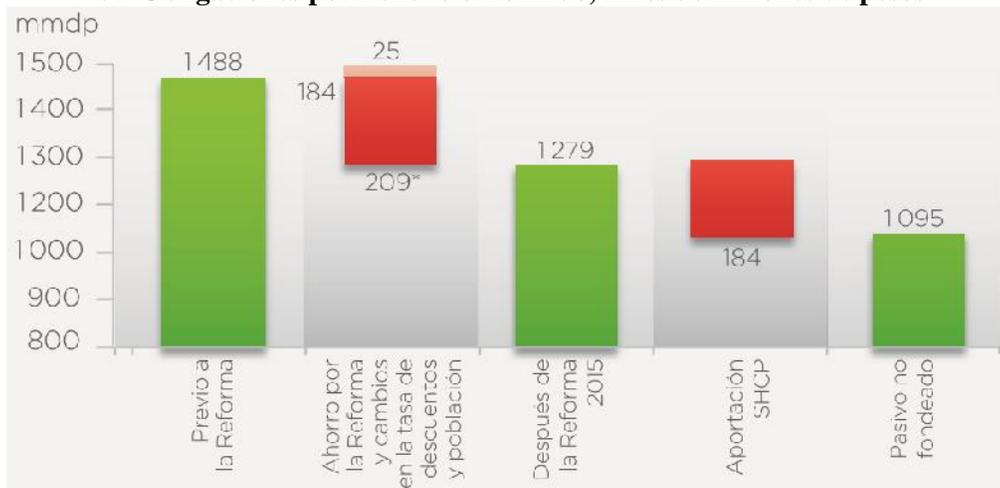
<sup>4</sup> 184 mmdp compuestos por 137.2 mmdp de notas no comercializables y 47 mmdp líquido para pasivo laboral 2016.

- A partir de enero del 2016 los nuevos trabajadores se incorporan a un régimen de cuentas individuales financieramente sustentable.

El cambio en el régimen de pensiones consistió en:

- Aumento de 5 años en la edad y antigüedad de retiro de manera inmediata para los trabajadores de confianza y para los sindicalizados con menos de 15 años de servicio.

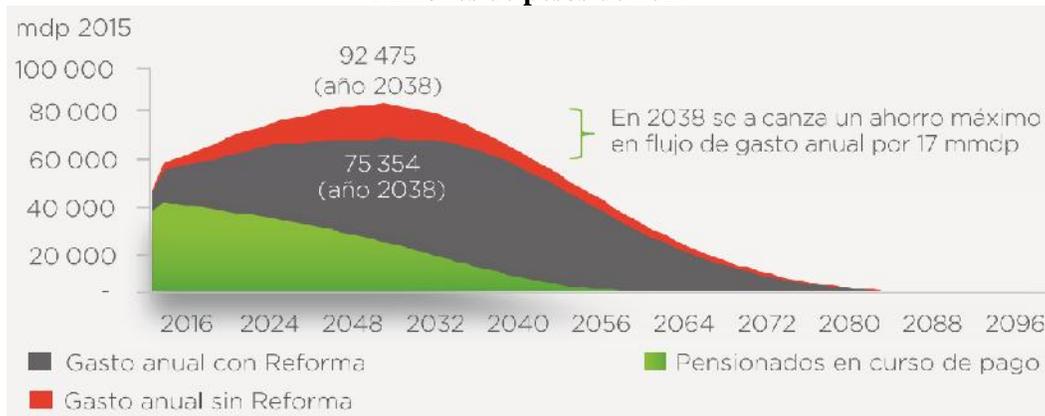
**REDUCCIÓN DEL PASIVO LABORAL NO FONDEADO**  
**-VP Obligaciones por Beneficio Definido, miles de millones de pesos-**



\* Incluye una reducción de 25 mmdp, adicionales a los 184 mmdp del ahorro por la Reforma, por cambios en la tasa de descuento y base poblacional para la valuación actuarial de 2015 después de la Reforma.

FUENTE: Pemex.

**FLUJO DE GASTO ANUAL EN PENSIONES**  
**-Millones de pesos de 2015-**

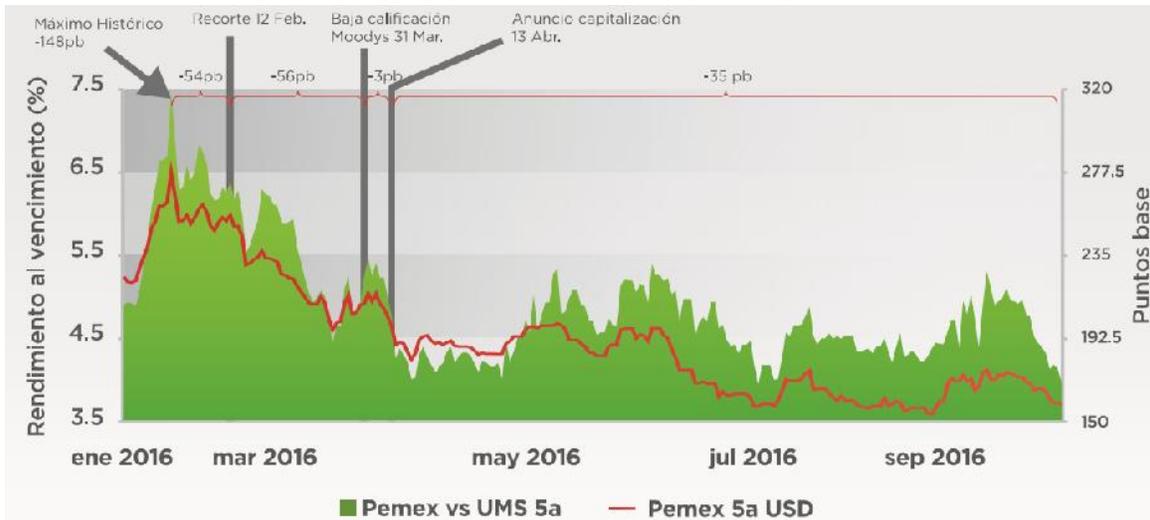


FUENTE: Pemex.

**Acceso a los mercados y manejo activo de deuda**

- Los mercados han respondido de manera positiva.
- Disminución del diferencial entre el riesgo Pemex y el soberano en 148 puntos base.

**BONOS PEMEX 5ª EN DÓLARES**



FUENTE: Pemex.

**Acceso a los mercados y manejo activo de deuda**

Enero. 5 mil millones de dólares.

- Sobredemanda de 3.5 veces.
- Tasa promedio de 6.54 por ciento.

Marzo. 2.25 mil millones de euros (equivalente a 2.5 mil millones de dólares).

- Sobredemanda de 2.7 veces.
- Tasa promedio de 4.3 por ciento.
- 0.10% menor a la tasa promedio del portafolio en Euros.

Junio. 375 millones francos suizos (equivalente a 380 millones de dólares).

- Sobredemanda de 1.0 veces el monto asignado (práctica común en este mercado).
- Tasa promedio de 1.85 por ciento.

Julio. 80.0 mil millones yenes japoneses (equivalente a 760 millones de dólares).

- Sobredemanda de 1.9 veces con una tasa de 0.54 por ciento.
- Tasa nominal mínima alcanzada en cualquier moneda.

Octubre. Operación de manejos de pasivos.

- Emisión por 5.6 mm de dólares con una tasa promedio de 5.96 por ciento.
- Desde 2007 no se realizaba una operación de este tipo.
- Mejora el perfil de amortizaciones, incrementa el plazo promedio de la deuda e incrementa la liquidez de la curva y se profundean parte de las necesidades de financiamiento de 2017.

### Acceso a los mercados y manejo activo de deuda

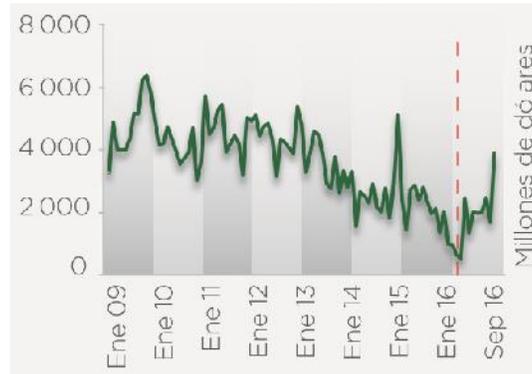
- Durante este año incrementó el plazo promedio del portafolio de deuda a 1 año.
- Se mejoró el nivel de la caja consolidada de Pemex.

**PLAZO PROMEDIO DE LA DEUDA DE PEMEX**



FUENTE: Pemex.

**SALDO HISTÓRICO CONSOLIDADO EN  
CAJA DE PEMEX  
-Millones de dólares-**



FUENTE: Pemex.

**Escenarios con premisas realistas y supuestos conservadores**

El escenario financiero de 2017, es un cambio de tendencia.

- Superávit primario (por primera vez desde 2012) 8.4 mil millones de pesos.
- Plataforma de producción alcanzable 1 mil 944 millones de barriles.
- Proyección de precios conservadora 42 dólares por barril.

Hacia adelante nos enfocaremos en:

<b>Corto Plazo</b>	<b>Mediano Plazo</b>
Enfoque de rentabilidad	Acelerar implementación de la reforma Energética
Mejora en costos y eficiencia	

FUENTE: Pemex.

Premisas realistas: Proyección de precios del petróleo en línea con futuros del Brent y ajustados a la Mezcla Mexicana.

Tasas de interés crecientes de acuerdo con los promedios de futuros del mercado.

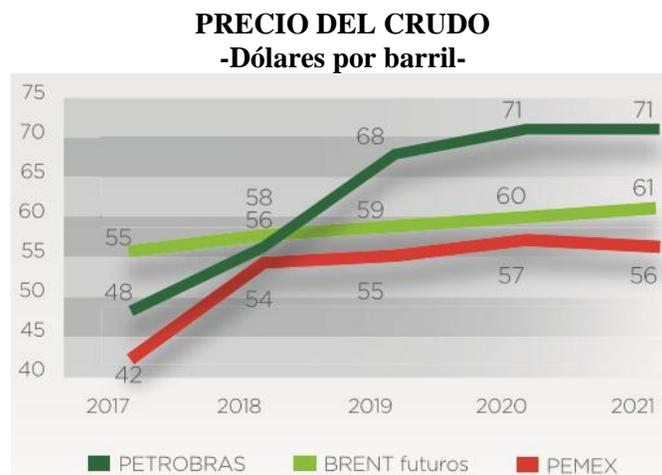
Tipo de cambio utilizado por la SHCP en el Paquete Económico 2017.

### Supuestos conservadores

No se toman en cuenta ingresos adicionales por desinversiones.

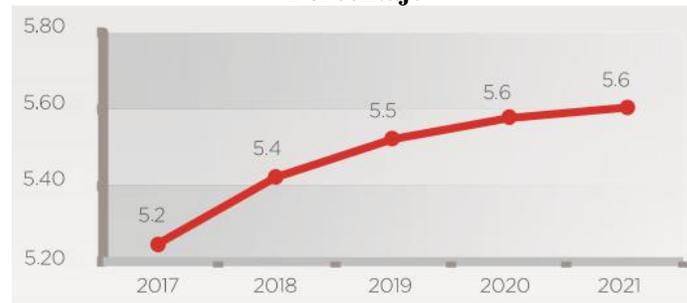
Se mantiene la disminución en costos lograda en 2016. Hacia adelante, los incrementos en productividad están documentados de manera individual.

La liberación de flujo por inversiones a través de alianzas se destinará a mejorar el flujo financiero de la empresa.



FUENTE: *Bloomberg* (octubre), páginas *web* de las empresas y Pemex.

### COSTO DE FONDEO PEMEX -Porcentaje-



FUENTE: *Bloomberg* (octubre), páginas *web* de las empresas y Pemex.

## Escenarios

### Escenario plan de negocios

Pemex Exploración y Producción:

- Se concentra en asignaciones rentables después de impuestos.

Pemex Transformación Industrial:

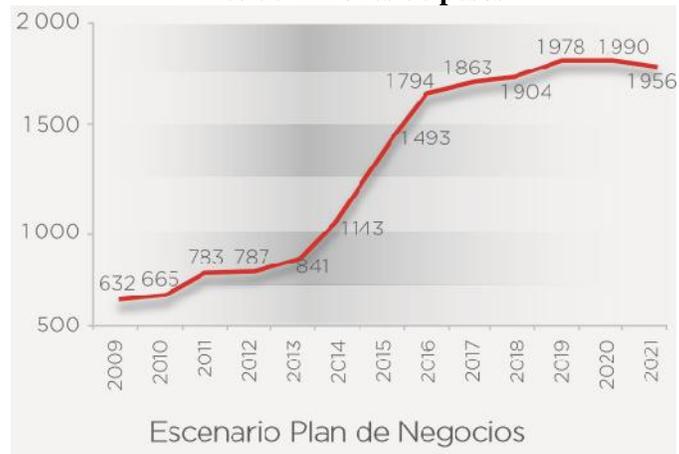
- Alianzas en la operación de actividades auxiliares y alianzas para la configuración de las refinerías.
- Disciplina operativa y confiabilidad.
- Eficiencia en costos y reconocimiento gradual de los costos de oportunidad en los precios de transporte.

**BALANCE FINANCIERO**  
-Miles de millones de pesos-



FUENTE: Pemex.

**DEUDA CONSOLIDADA**  
-Miles de millones de pesos-



FUENTE: Pemex.

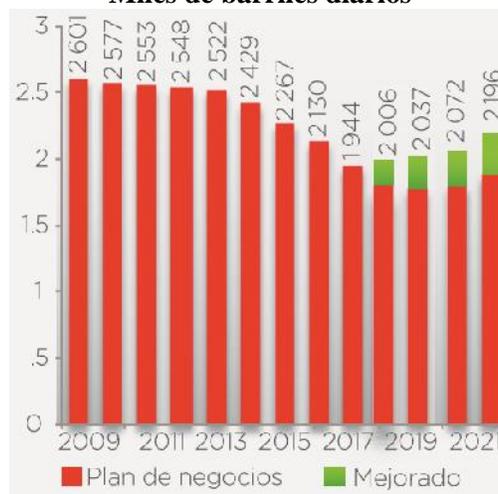
**Escenario mejorado**

Pemex Exploración y Producción:

- Desarrollo agresivo de *farmouts*, aprovechando las oportunidades otorgadas por la Reforma Energética.

- Pemex desarrolla campos que son rentables para el país pero que con condiciones económicas más favorables serían rentables para Pemex después de impuestos.
- Se comparte la recaudación incremental entre Pemex y el Gobierno Federal proveniente del aumento en producción por *farmouts*. El Gobierno Federal aumenta su recaudación en términos reales con respecto a 2017.

**PRODUCCIÓN DE CRUDO**  
-Miles de barriles diarios-



FUENTE: Pemex.

**BALANCE FINANCIERO**  
-Miles de millones de pesos-



FUENTE: Pemex.

**DEUDA CONSOLIDADA**  
-Miles de millones de pesos-



FUENTE: Pemex.

## Pemex exploración y producción

### Contexto

La Ronda 0 le otorgó a Pemex 22.2 mil millones de barriles de reservas 3P al 2016.

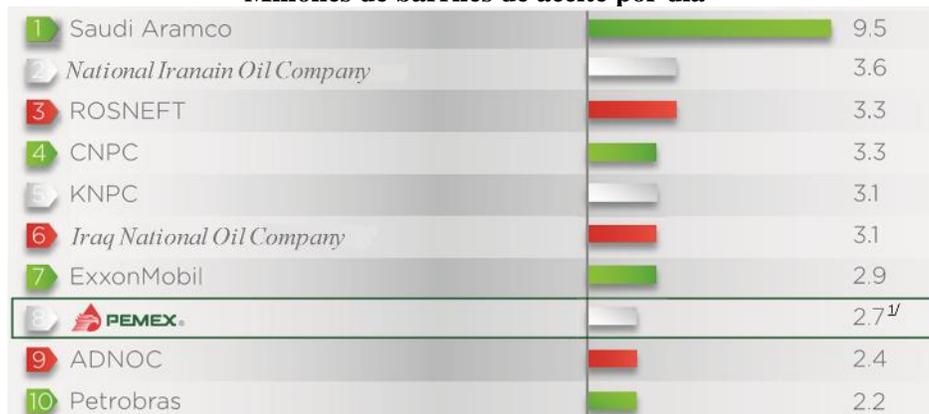
La Secretaría de Energía otorgó exitosamente 528 millones de barriles en las Rondas 1.2 y 1.3.

El campo Trión que está en proceso de *farmout* tiene 500 millones de barriles en reservas 3P.

Los campos que Pemex licitará en la Ronda 2.1 y 2.2 tienen 444 millones de barriles.

Pemex pasó de ser la 3era productora de petróleo del mundo en 2004 a la 8va en 2015.

### PRODUCCIÓN DE ACEITE EN 2015 Incluye crudo y otros líquidos -Millones de barriles de aceite por día-



<sup>1/</sup> La producción exclusivamente de crudo oficial reportada por Pemex fue de 2.3 millones de barriles diarios.

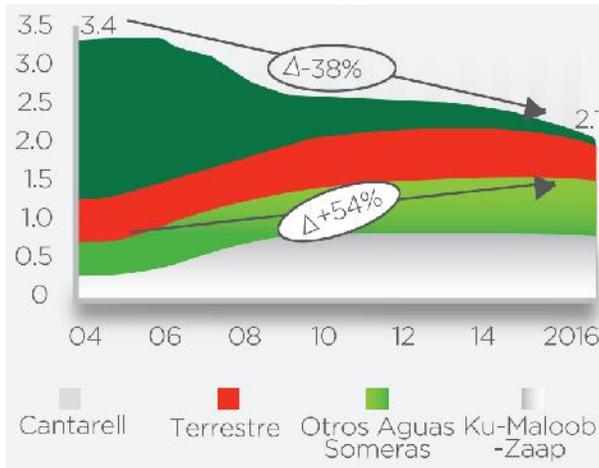
FUENTE: Pemex.

**Reto y oportunidad**

El reto es reemplazar la caída de la producción de Cantarell, estabilizar la producción y eventualmente incrementar la plataforma de manera rentable, segura y sustentable.

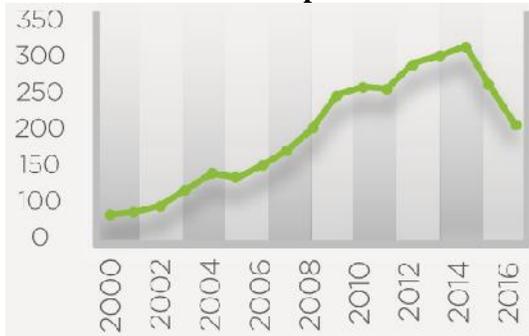
La oportunidad es que con la Reforma Energética, la producción e inversión se puede realizar a través de alianzas.

**PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PEMEX  
2004-2016, MILLONES DE BARRILES  
DIARIOS**



FUENTE: Pemex.

**EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN DE PEP  
-Miles de millones de pesos corrientes-**



FUENTE: Pemex.

## Estrategia

### Escenario plan de negocios

- Concentración en asignaciones rentables para Pemex.
- No se desarrollan asignaciones que no son rentables después de impuestos.

### Farmouts

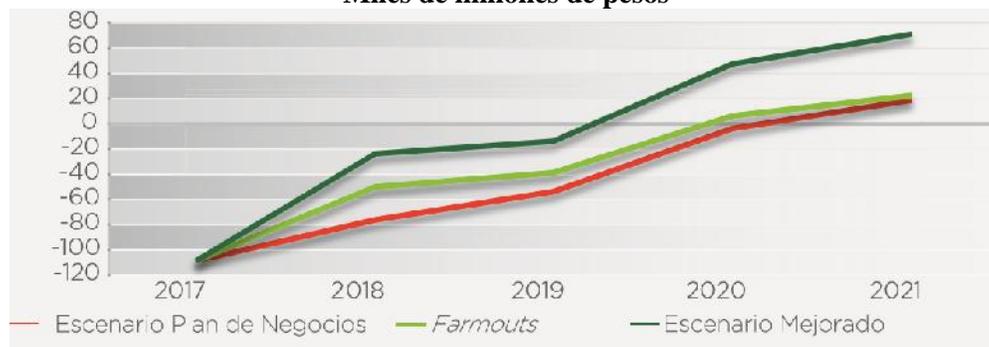
- Agresivo programa de *farmouts* que eleva producción en 15 por ciento.
- Pemex desarrolla campos que son rentables para el país pero que con condiciones económicas más favorables serían rentables para Pemex después de impuestos.

### Escenario alto

- Se comparte la recaudación incremental proveniente del aumento en producción por *farmouts* entre Pemex y el Gobierno Federal. En este escenario aumenta la recaudación en términos reales del Gobierno y mejora el flujo de Pemex.

#### FLUJO DE PEP CON DEUDA TOTAL DE PEMEX

-Miles de millones de pesos-



Nota: El flujo de Pep incluye toda la deuda de Pemex.

1/ El escenario mejorado se construyó a partir de la suma del escenario 1 más el escenario 2.

FUENTE: Pemex.

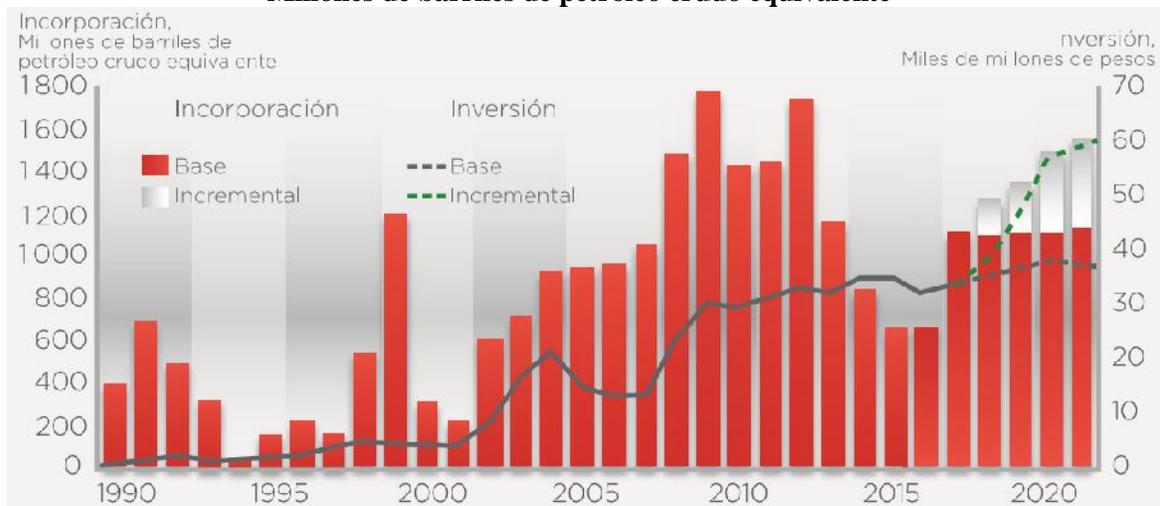
## Exploración

La meta de incorporación de reservas del escenario base es de 1 mil 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel 3P de 2017 a 2021.

En caso de obtenerse recursos adicionales, se considera un crecimiento sostenido a 1 mil 500 millones de barriles.

### INVERSIÓN E INCORPORACIÓN DE RESERVAS 3P 1990-2015 Y PROYECCIONES 2016-2021

-Millones de barriles de petróleo crudo equivalente-



Nota: La incorporación de reservas para 2017 en el escenario incremental considera la entrada en operación de 6 equipos de exploración disponibles.

FUENTE TIPO DE CAMBIO: Período 1990-1999 del Banco de México, período 200-2016. Publicación Dirección Corporativa de finanzas, Pemex.

## Pemex perforación y servicios

Como parte de la Reforma Energética se separó Pemex Perforación y Servicios de Pemex Exploración y Producción, práctica común en el contexto internacional.

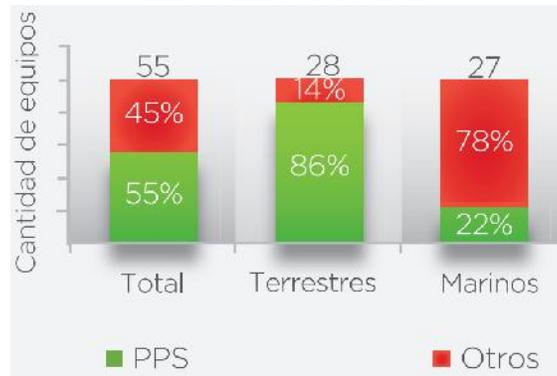
## Reto y oportunidad

El reto es transitar de ser una compañía de perforación y servicios para Pemex Exploración y Producción a una compañía capaz de competir en el mercado por contratos de otras compañías.

La oportunidad es que cuenta con todas las herramientas para lograrlo: activos y personal con conocimiento de campos mexicanos.

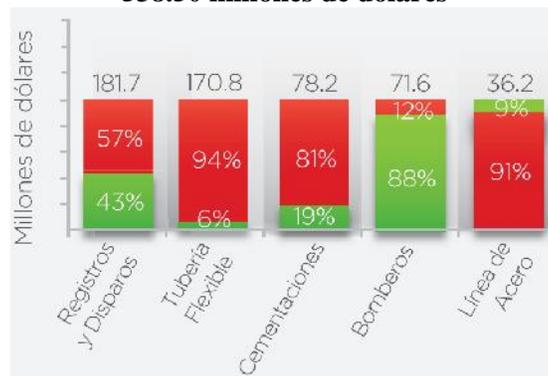
- Nace como la octava perforadora terrestre del mundo por sus activos, con más de 90 equipos de perforación, 25 mil pozos perforados y 75 años de experiencia en México.

**PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN, NÚMERO AL 30 DE JUNIO 2016**



FUENTE: Pemex.

**PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE  
SERVICIOS ACUMULADO ENE-DIC 2015**  
-538.50 millones de dólares-



FUENTE: Pemex.

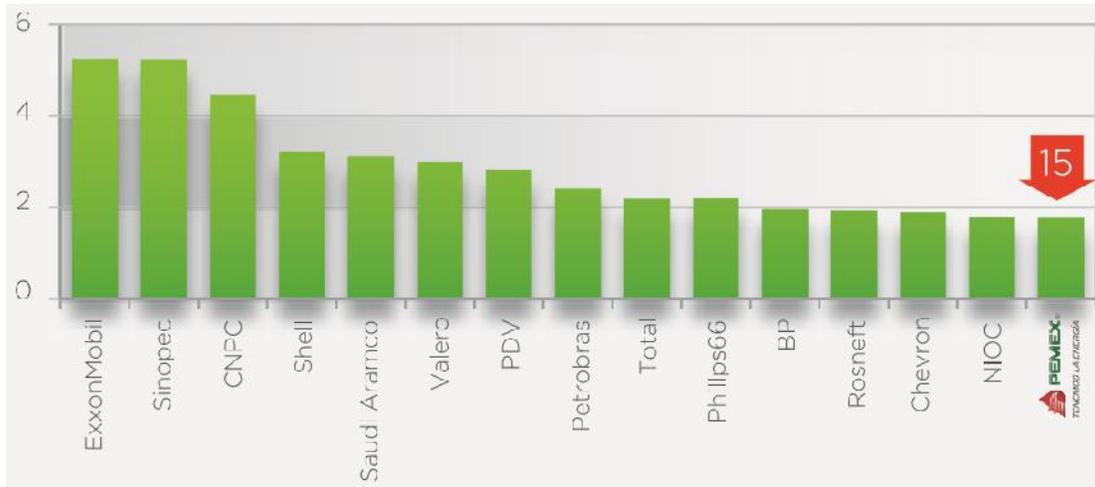
## Pemex transformación industrial

### Contexto

- Seis refinerías en México con una capacidad de refinación de 1 mil 640 miles de barriles día (Mbd) y una en Estados Unidos de Norteamérica en asociación con Shell.
- Número 15 a nivel mundial<sup>5</sup>.
- Nueve centros procesadores de gas.

<sup>5</sup> Energy Information Administration & Petroleum Intelligence Weekly, 2015.

**PRINCIPALES COMPAÑÍAS EN EL MUNDO POR CAPACIDAD  
DE REFINACIÓN 2015  
-Millones de barriles día-**



FUENTE: Pemex.

## INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN Y REPRESENTACIONES COMERCIALES



FUENTE: Pemex.

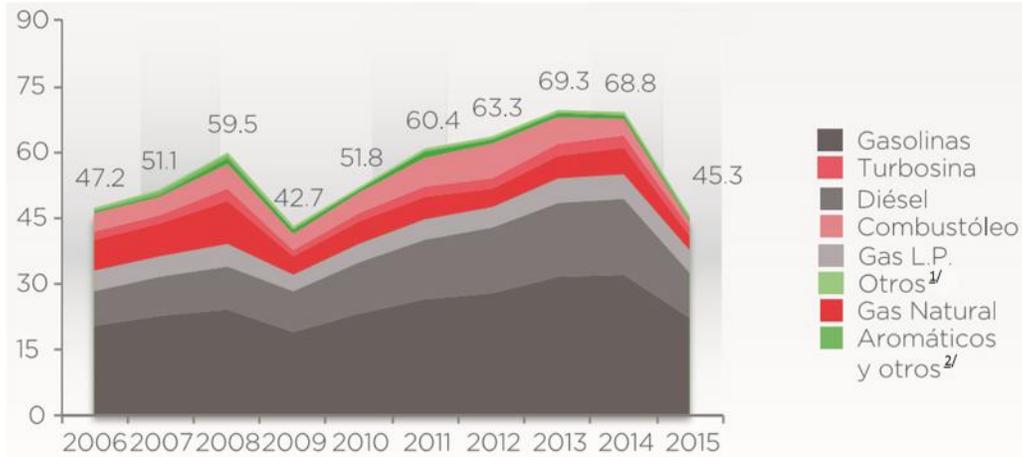
### Contexto

El mercado de los productos del tri es atractivo:

- A nivel mundial, el mercado mexicano representa el 3er consumidor de Gas L.P., el 4to en gasolinas y el 9no en gas natural.
- Se proyecta que el mercado de petrolíferos tenga un crecimiento de 2.5% anual, que contrasta con mercados maduros donde se espera decrecimiento.

- Con la Reforma Energética se liberan los precios y se permite la participación de privados en toda la cadena de productos petrolíferos y gas.

**VENTAS INTERNAS 2015**  
-Miles de millones de dólares-

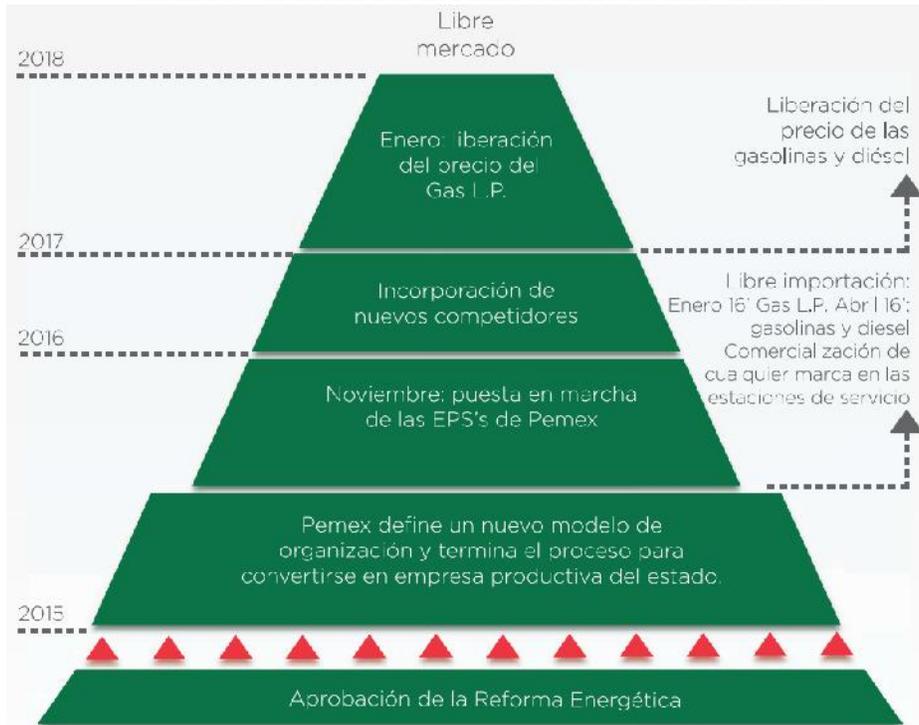


1/ Otros: asfalto, otras gasolinas, querosenos, grasas, parafinas, lubricantes, coque, pentanos, entre otros.

2/ Aromáticos y otros: metanol, aromáticos y sus derivados.

FUENTE: Pemex.

**CAMBIOS A RAÍZ DE LA REFORMA ENERGÉTICA**

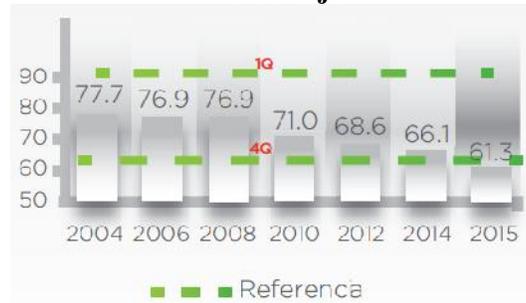


FUENTE: Pemex.

### Diagnóstico operativo

El reto es revertir las pérdidas económicas y operativas de cerca de 100 mil millones de pesos.

#### UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE DESTILACIÓN DE EQUIVALENTE -Porcentaje-



FUENTE: Pemex.

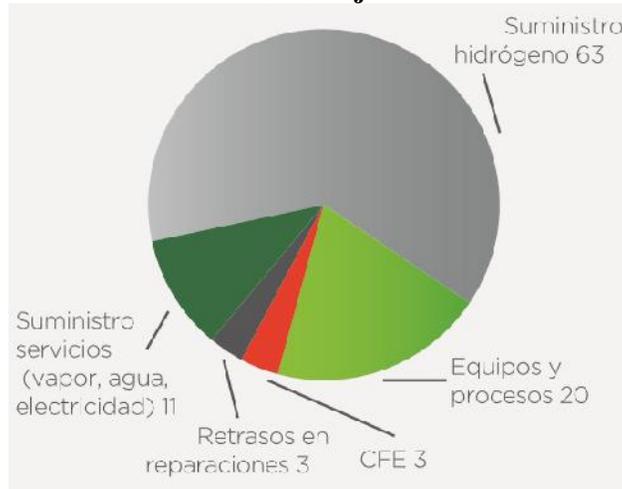
#### ÍNDICE DE PAROS NO PROGRAMADOS (IPNP) -Porcentaje-



FUENTE: Pemex.

**PRINCIPALES CAUSAS DE PAROS NO PROGRAMADOS 2016<sup>1/</sup>**

**-Porcentajes-**



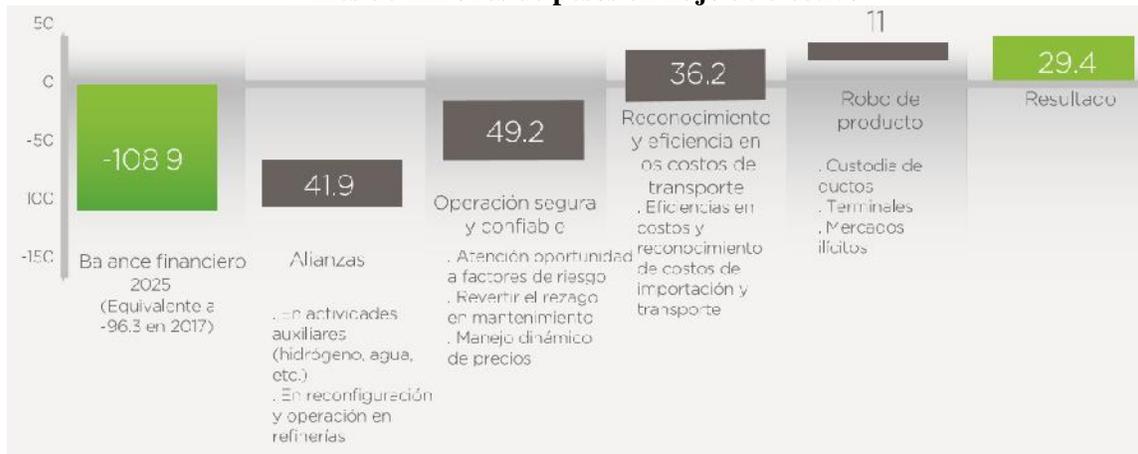
<sup>1/</sup> Cifra de enero a agosto de 2016.

FUENTE: Pemex.

**Estrategia**

**IMPACTO DE LAS INICIATIVAS ESTRATÉGICAS EN EL BALANCE FINANCIERO AL 2025**

**-Miles de millones de pesos en flujo de efectivo-**



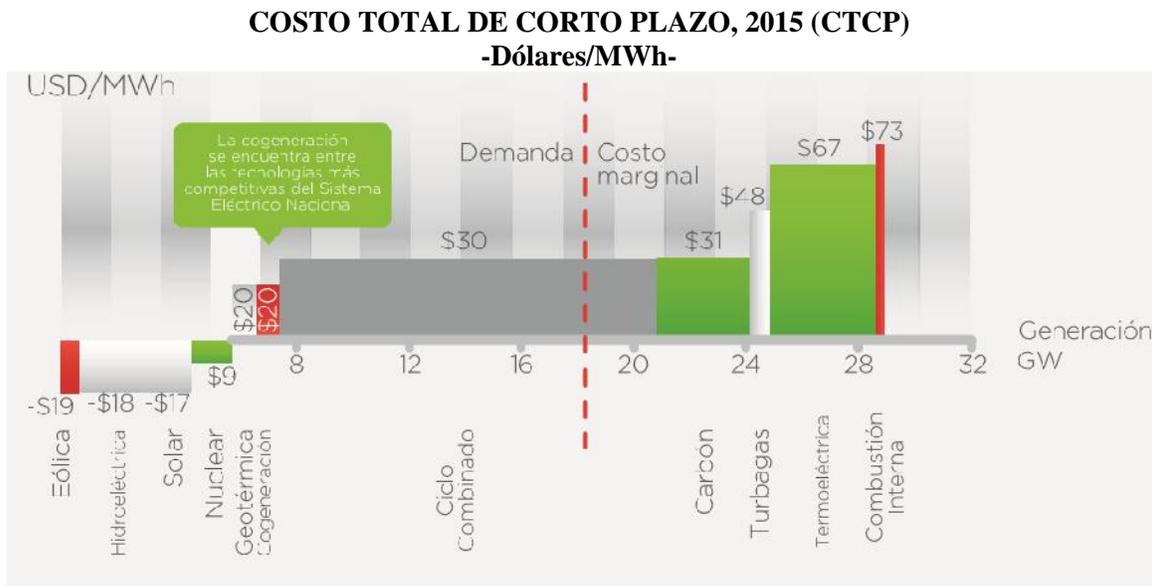
FUENTE: Pemex.

### Cogeneración

- El suministro de hidrógeno, vapor y electricidad son los aspectos críticos de la confiabilidad de las refinerías.
- Pemex tiene una demanda de generación de vapor de 8.8 mil toneladas por hora. Si todo este vapor viniera de cogeneración se tendría una capacidad instalada de 5 Gigawatts de electricidad, lo que representa cerca del 15% de la demanda nacional.

El reto es diseñar los esquemas de construcción, financiamiento y contratación de los proyectos de cogeneración.

La oportunidad es que a partir de la Reforma Energética se pueden crear estas plantas eficientes de cogeneración mediante alianzas con empresas especializadas.



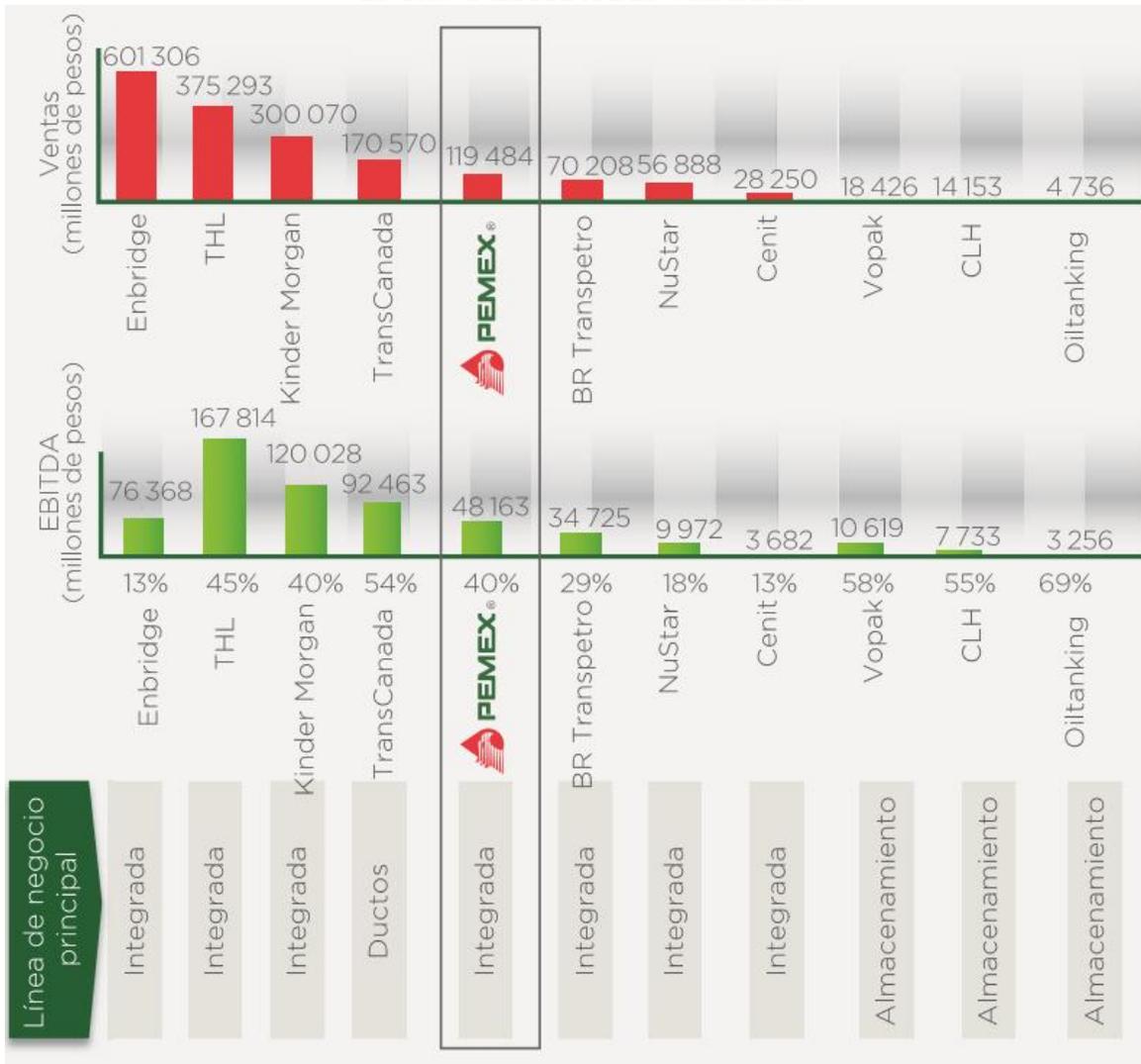
## **Pemex logística**

### Contexto

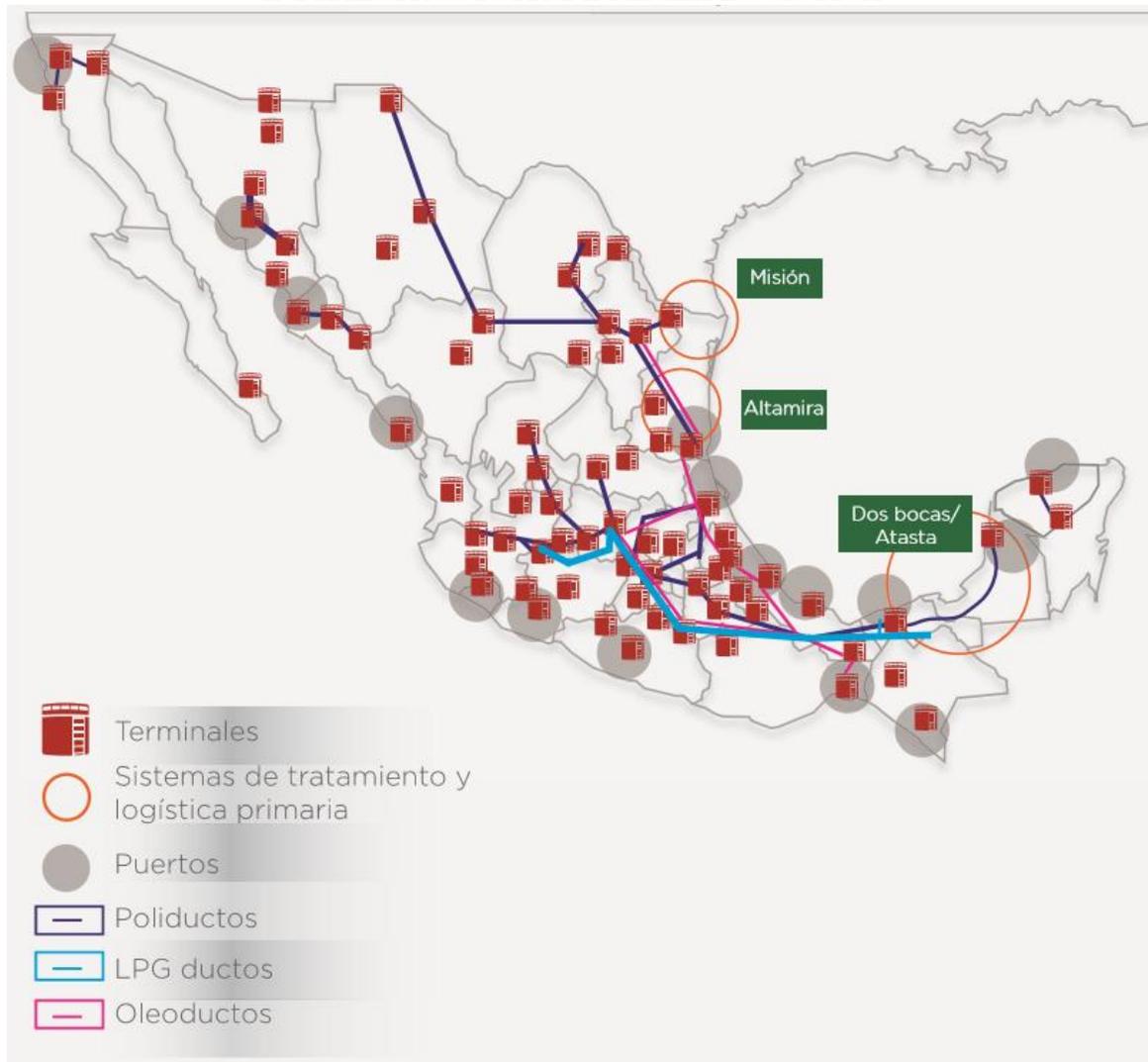
Pemex logística nace al separar las actividades de transporte, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos y petrolíferos de Pemex exploración y producción y de transformación industrial.

- Pemex Logística es la 5<sup>ta</sup> empresa de logística más grande del mundo de acuerdo a sus activos.
- 17 mil kilómetros de ductos, 89 terminales de almacenamiento, 10 residencias portuarias, 16 buquetanques, 520 carrotanques y 1 mil 485 autotanques.

**VENTAS Y EBITDA BENCHMARK**



FUENTE: Portales de empresas logísticas 2014 Pemex Logística Proforma 2017.

**INFRAESTRUCTURA DE PEMEX LOGÍSTICA**

FUENTE: Pemex.

**Reto y oportunidad**

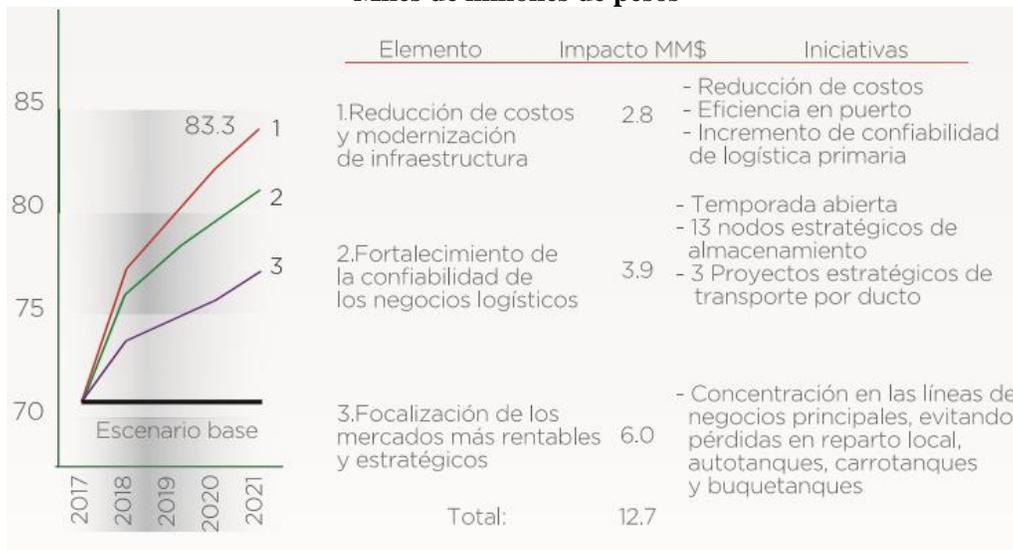
El reto que enfrenta Pemex Logística es transformarse en una empresa de logística competitiva, al pasar de:

Un acervo de activos diseñados para atender un solo cliente (PEP o TRI), sin redundancias y sin enfrentar competencia	Una empresa de logística con varios clientes y en un mercado competitivo
Orientación de la infraestructura a asegurar el abasto sin considerar costo de suministro, ni redundancias	Tener tarifas tope reguladas por la CRE
Prestar servicios como parte de una empresa integrada con falta de orientación al mercado	Una empresa que oferte servicios de manera rentable y competitiva

La oportunidad es aprovechar su infraestructura, conocimiento, experiencia y la posibilidad de alianzas en un mercado abierto con buenas perspectivas de crecimiento.

**Estrategia**

**PROYECCIÓN DEL BALANCE FINANCIERO**  
**-Miles de millones de pesos-**



Nota: Balance financiero Anteproyecto de Presupuesto de la Federación 2017 (PPEF).  
 FUENTE: Pemex.

## Pemex etileno

### Contexto

- La segunda empresa petroquímica más grande del país. Conformado por las plantas de los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos.
- Único productor de óxido de etileno en México, con el 32% del mercado nacional de polietilenos y 36% en monoetilenglicol (MEG).

Materia Prima	Centro de trabajo	Plantas	Usos principales
Pemex TRI	Morelos	Etileno Polietileno alta densidad (Asahi y Mitsu) Polietileno lineal de baja densidad Óxido de etileno Acrilonitrilo Glicol Servicios auxiliares (agua, vapor y electricidad)	Bolsas y empaques Poliéster Anticongelantes Tubería Etoxilados
	Cangrejera	Etileno Polietileno baja densidad Óxido de etileno Servicios auxiliares (agua, vapor y electricidad)	Bolsas y empaques Etoxilados
Etano Gas natural Propileno	Terminal Refrigerada Etileno	Almacenamiento Licuado y vaporización Bombeo para exportación	Almacenamiento Manejo de etileno
	44% PMV	Cloro-Sosa Etileno Cloruro de vinilo	Tubería Uso Industrial
	Laboratorio de Asistencia	Instituto Mexicano del Petróleo / Pemex Etileno	Asistencia Técnica a Clientes

FUENTE: Pemex.

### Reto y oportunidad

El reto es mejorar la confiabilidad operativa y asegurar el suministro de materia prima.

La oportunidad es que solucionando el problema de materia prima, Pemex Etileno se puede consolidar como una empresa rentable con márgenes atractivos.

- La cadena de valor de etileno incrementa entre 12 y 20 veces el valor de su materia prima (etano).

Materia prima

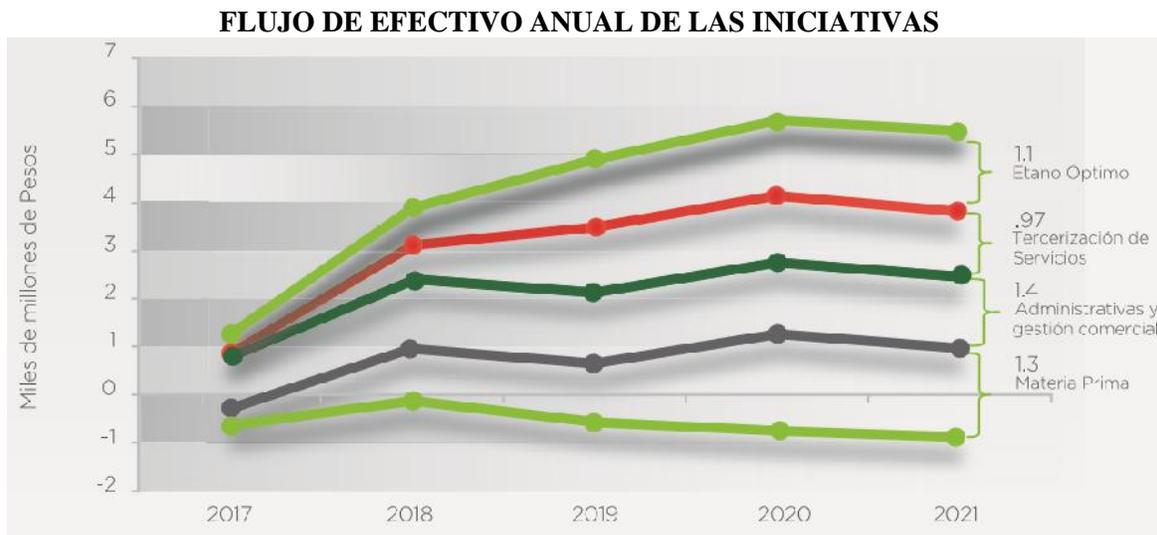
- Maximizar aprovechamiento de etano, mejoras en almacenamiento y diversificación en materia prima.

Acciones administrativas

- Incremento en productividad laboral y cierre de negocios no rentables.

Alianzas en servicios secundarios

- Realizar alianzas en el suministro de oxígeno y nitrógeno, el tratamiento de agua y la cogeneración de electricidad y vapor.



FUENTE: Pemex.

## **Pemex fertilizantes**

### Contexto

A partir de 1991 se privatiza la industria de fertilizantes de manera desintegrada. La producción de amoníaco, insumo esencial para la industria, permaneció en Pemex. En consecuencia, el costo de los insumos aumentó, se perdió competitividad y la producción de los fertilizantes cayó de manera importante.

En 2014 y 2015, Pemex adquirió Agro Nitrogenados y Fertinal.

### **Reto y oportunidad**

El reto es reestructurar las empresas para maximizar su valor.

La oportunidad es que Pemex tiene a su alcance los instrumentos para integrar el amoníaco a la cadena de valor y para garantizar el suministro de gas.

## **Pemex Comercio Internacional**

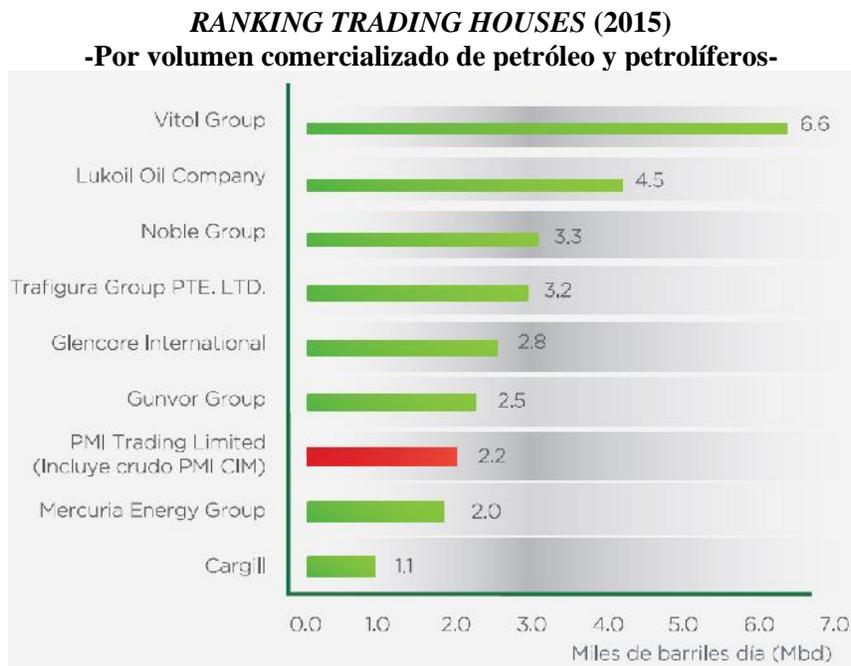
Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

PMI es el séptimo comercializador más importante del mundo por volumen, con 2 millones de barriles diarios comercializados.

### **Reto y Oportunidad**

El reto es pasar de ser el comercializador exclusivo de y para Pemex a un comercializador global competitivo.

Las oportunidades son en el comercio exterior de productos, atender a terceros nacional e internacionalmente manteniendo a Pemex como su principal contraparte.



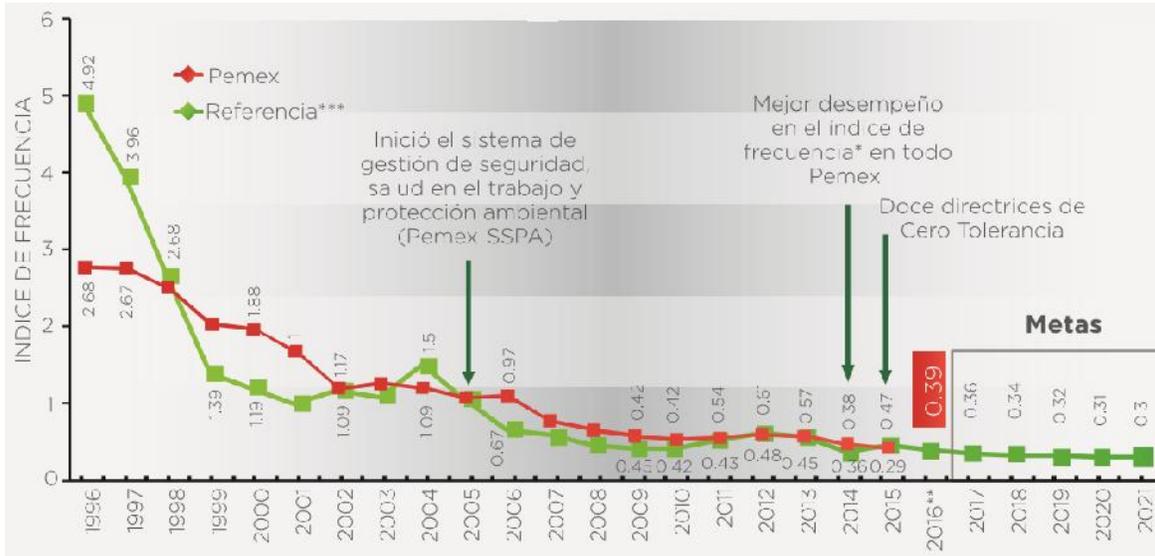
Nota: Se excluye a las empresas petroleras integradas; dado que no es posible segregar la actividad comercial del *downstream* de la actividad de *trading*.

FUENTE: páginas *web* de las compañías.

## Seguridad y sustentabilidad

El compromiso de Petróleos Mexicanos es continuar fortaleciendo la seguridad industrial.

**PETRÓLEOS MEXICANOS TIENE UN COMPROMISO ABSOLUTO CON LA SEGURIDAD DE SUS TRABAJADORES**



\* Indicador de referencia que se utiliza a nivel internacional para contabilizar el número de lesiones incapacitantes ocurridas en un período, por cada millón de horas hombre con exposición al riesgo.

\*\* Dato estimado de cierre de 2016 . }

\*\*\* La referencia internacional se obtiene del índice promedio de las empresas que forman parte de la International Oil and Gas Producers (IOGP).

FUENTE: Pemex.

**LA PROTECCIÓN AMBIENTAL Y DESARROLLO SUSTENTABLE SON VALORES PRIORITARIOS PARA PETRÓLEOS MEXICANOS**

**Líneas de acción 2016-2021**

Reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> e) en 25% en el año 2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cogeneración en diversos centros de proceso.</li> <li>• Reducción de quema de gas en activos de aguas someras mediante la rehabilitación de módulos de compresión.</li> <li>• Optimización de consumo de energía en refinación.</li> </ul>
Disminuir el consumo de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manejo integral del agua en refinorías.</li> <li>• Aumento en el reúso de agua en más de 60% en el año 2021.</li> </ul>
Ejecutar iniciativas para la conservación y restauración del ecosistema	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integración del Corredor Ecológico "JATUSA" (2 mil 500 hectáreas): parques Jaguarundi y Tuzandépetl y el Pantano de Santa Alejandrina.</li> <li>• Fortalecimiento de programas de restauración, manejo y conservación de ecosistemas en los pantanos de Centla y áreas sensibles de Tabasco.</li> </ul>

FUENTE: Pemex.

**Reflexiones finales**

Pemex ha enfrentado el reto de corto plazo con determinación y hoy tiene finanzas estables, aunque mejorables. Las acciones llevadas a cabo en el 2016 permitirán tener

un superávit primario de 8.4 mil millones de pesos en el 2017 y una plataforma de producción realista de 1.944 millones de barriles bajo un supuesto conservador de precios. Esto se debe principalmente a los siguientes esfuerzos:

- Como ocurrió en todas las petroleras del mundo, Pemex implementó un plan de ajuste que presenta una reducción de costos por 100 mil millones de pesos.
- Se replantearon las inversiones en torno a un enfoque de rentabilidad que contempla la repartición de riesgos e inversiones con terceros por medio de alianzas estratégicas.
- Mejoras al balance a partir de apoyos por parte del Gobierno Federal a través de
  - a) Una inyección de liquidez por 73.5 mil millones de pesos para reducir pasivos de proveedores. A octubre se han pagado 142 mil de los 147 mil millones de pesos, b) Un beneficio fiscal por cerca de 38 mil millones de pesos para reducir las necesidades de financiamiento y c) Cerca de 184 mil millones de pesos para el pago de pasivo laboral, de los cuales se utilizaron 47 mil millones de pesos para el flujo del pasivo laboral 2016 y el resto se irá materializando en el tiempo.
- La reforma de pensiones, que permitió reducir el pasivo laboral no fondeado de la empresa en 368 mil millones de pesos.
- Un mayor acceso a los mercados de manera exitosa ha permitido financiamiento en distintas monedas, diversificando la base de inversionistas, incrementando la eficiencia y liquidez de las curvas de referencia y mejorando el perfil de amortizaciones.
- El manejo activo de la deuda ha mejorado el desempeño de los bonos en dólares, reduciendo el diferencial con el costo del gobierno mexicano en alrededor de 148 puntos base desde su máximo en febrero de este año. Con las transacciones

anteriores, los niveles de caja han mejorado en 70% comparados con el primer semestre del año anterior.

Asimismo, Pemex ya empezó a aprovechar la oportunidad histórica que se le presenta gracias la Reforma Energética. Esto por medio de las siguientes actividades:

- Los primeros *farmouts* en aguas profundas, someras y campos terrestres se encuentran ya en proceso. Trion, el primer *farmout* en la historia de Pemex, está próximo a licitarse. Posteriormente, Pemex participará en la ronda 2.1 con el campo Ayin–Batsil y en la ronda 2.2 con los campos Cárdenas-Mora y Ogarrío. Estos campos son solo el comienzo y, hacia delante, se tiene un plan para acelerar el proceso de *farmout*.
- Se desincorporó exitosamente Gasoductos de Chihuahua por un monto de 1.1 mil millones de dólares. Este acto simultáneamente promueve la competencia en el mercado de hidrocarburos y petrolíferos y mejora el perfil financiero de Pemex.

Con todas estas acciones, bajo supuestos conservadores y realistas Pemex muestra un cambio en la trayectoria de su deuda y regresa al equilibrio financiero en el 2019/2020. Con los esfuerzos que llevará a cabo cada una de sus empresas subsidiarias, aunado al de los miles de ingenieros y trabajadores petroleros, Pemex tiene un futuro promisorio como la gran empresa emblemática del país.

## Oportunidades de negocio

### Pemex exploración y producción

Proyectos	Año	Esquema
• Trión	2017	Farmout
• Ogarrio	2017	Farmout
• Cárdenas-Mora	2017	Farmout
• Ayín-Batsil	2017	Farmout
• Ayatsil-Tekel-Utsil	2017	Farmout
• Chicontepec	2017	Farmout
• 7 asignaciones terrestres (áreas norte y sur)	2017	Farmout
• 6 asignaciones aguas someras (área norte)	2018	Farmout
• 64 asignaciones terrestres (áreas norte y sur)	2018	Farmout
• 86 asignaciones gas no asociado (Burgos y Veracruz)	2018	Farmout
• Contratos Integrales de Exploración y producción	2017	Contrato de servicios incentivado
• Ductos de Misión y Altamira	2017	Dilución
• Corredor de Atasta y Terminal Dos Bocas	2017	Dilución
• Centro de Proceso de Litoral de Tabasco	2017	Dilución
• Limpieza de gas húmedo amargo con alto porcentaje de nitrógeno	2017	Contrato de servicio
• Compresión costa afuera	2017	Contrato de servicio
• Deshidratación de crudo costa afuera y terrestre	2017	Contrato de servicio
• Tratamiento de aguas residuales costa afuera y terrestre	2017	Contrato de servicio

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocio

### Pemex perforación y servicios

Proyectos	Año	Esquema
• Coinversión para adquisición de equipos de perforación marina tipo Jack Up	2019-2020	Alianza
• Adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos	2017-2019	Asociación en participación
• Adquisición y modernización de unidades servicios a pozos (registros, tubería flexible, cementaciones y línea de acero)	2017-2020	Asociación en participación
• Complemento de servicios y de capacidad de ejecución para: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registros</li> <li>• Cementaciones</li> <li>• Fluidos de perforación</li> <li>• Perforación direccional</li> <li>• Mantenimiento de equipos</li> </ul>	2017-2018	Asociaciones o alianzas

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocio

### Pemex transformación industrial

Proyectos	Año	Esquema
<ul style="list-style-type: none"> <li>Alianza <i>Tolling coker</i> Tula</li> </ul>	2017	" <i>Tolling</i> "
Alianzas para mejorar operaciones y/o reconfigurar: <ul style="list-style-type: none"> <li>Tula (Fase II)</li> <li>Salamanca y Salinas Cruz</li> </ul>	2017 2017-2018	Socio capital + Socio operador
<ul style="list-style-type: none"> <li>Alianzas plantas de Diésel UBA en Refinerías</li> </ul>	2017	Contrato de servicio (inversión + operación + mantto.)
<ul style="list-style-type: none"> <li>Alianzas para mejorar el desempeño y descuellamientos</li> </ul>	2017	Múltiple: Socio capital/operador/Contrat o Serv.
<ul style="list-style-type: none"> <li>Suministro de crudo para incrementar rendimientos</li> </ul>	2017	Contrato de suministro
<ul style="list-style-type: none"> <li>Contrato para retiro de residuales y subproductos (combustóleo, coque y asfalto)</li> </ul>	2017	Contratos de largo plazo
<ul style="list-style-type: none"> <li>Suministro de Gas Húmedo para incrementar carga en CPG's (CPG Burgos y CPG's del sureste)</li> </ul>	2017	Contrato de suministro
<ul style="list-style-type: none"> <li>Suministro de hidrógeno a Refinerías</li> <li>Tratamiento de aguas residuales y negras</li> <li>Recuperación de azufre en Refinerías</li> <li>Remoción de nitrógeno en gas húmedo amargo</li> <li>Cogeneración en refinerías y centros procesadores de gas</li> </ul>	2017 2017 2017 2019 (por definir)	Contratos de servicios (inversión + operación + mantto.)

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocio

### Pemex cogeneración

Proyecto de Cogeneración	Energía Eléctrica (MW)		Vapor (t/h)	Inversión Estimada (MMUSD)
	Capacidad	Consumo en Pemex		
Planta de Cogeneración Nuevo Pemex	300	300	800	-
Proyecto Externo de Salamanca	373	0	662	-
Cactus	633	29	480	877
Tercer Tren de Nuevo Pemex	262	0	140	288
Tula	444	267	1 150	489
Cadereyta	525	135	850	638
Salina Cruz	436	120	800	569
Minatitlán	541	90	800	405
La Cangrejera	512	102	899	747
Morelos	516	89	788	785
Estaciones de medición y regulación	102	0	0	172

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocios

### Pemex fertilizantes

Proyectos	Año	Esquema
Complejo Petroquímico de Cosoleacaque: Suministro de gas natural de largo plazo	2017	En proceso de consolidación la suscripción de un contrato por 150 MMPCD. 60 MMPCD adicionales para garantizar el suministro de las cuatro plantas de amoníaco
Complejo Petroquímico de Cosoleacaque: Concluir rehabilitaciones pendientes	2017	Contrato de servicio

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocio

### Pemex etileno

Proyecto	Año	Esquema
• Construcción de un cracker de propano y una planta de glicoles	2018-2019	Asociación
• Modernización de plantas de polietileno	2017	Coinversión con terceros
• Modernización de las unidades de tratamiento de agua en Morelos y Cangrejera	2017	Servicios con terceros
• Sustitución de turbos de vapor a turbos de gas con cogeneración	2018	Servicios con terceros
• Modernización del suministro de gases industriales	2017	Servicios con terceros
• Modernización de la planta de óxido de etileno en Cangrejera	2019	Coinversión con terceros

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocio

### Pemex logística

Proyecto	Año	Esquema
• Ampliación de las capacidades de manejo de agua y estabilización de crudo	2017-2018	Contratos de servicios (inversión + operación + mantto.)
• Construcción de infraestructura de almacenamiento	2017-2020	Socio operador con contribución de activos existentes
• Mejoramiento de las velocidades de descarga y las capacidades de manejo de productos	2017-2018	Contratos de servicios (inversión + operación + mantto.)
• Autotanques	2017	Participación con terceros
• Transporte Ferroviario	2017	Participación con terceros
• Reparto local en pipas	2018	Participación con terceros
• Reparación de buquetanques	2017	Participación con terceros
• Temporadas abiertas	2017	Alianzas estratégicas
• Construcción de ductos Progreso a Cancún	2017-2018	Socio operador con contribución de activos existentes
• Conversión de oleoducto Tuxpan a Tula	2017-2018	Asociación

• Oferta de la infraestructura actual en el corredor Reynosa, Cadereyta y Nuevo Laredo	2017-2018	Socio operador con contribución de activos existentes
• Aprovechamiento de la capacidad ociosa de los puertos de Pemex Logística mediante su modernización	2017-2018	Socio operador con contribución de activos existentes
• Recuperación de los niveles de confiabilidad en infraestructura de logística primaria	2017-2020	Socio operador con contribución de activos existentes

FUENTE: Pemex.

## Oportunidades de negocio

### Pemex Internacional

Proyecto	Año	Acción
Incrementar las entregas de crudo por la costa del Pacífico	2017-2018	Establecer estrategias para la colocación de crudo adicional a través de relaciones colaborativas
Restablecer el suministro de Itsmo a los clientes de la costa oeste de los Estados Unidos de Norteamérica	2017	Retomar los clientes de la Costa Oeste de los Estados Unidos de Norteamérica
Buscar oportunidades en el mercado de Sudamérica (Colombia y Brasil)	2017-2018	Explorar los nuevos mercados
Hacer mezclas de gasolinas, combustóleo y naftas	2018-2020	Renta de los espacios de almacenamiento adecuados para la realización de las mezclas
Contratar la distribución por carro-tanque desde la Costa Norteamericana del Golfo	2017-2020	Optimizar la contratación logística
Contratar a largo plazo embarcaciones bajo modalidades de Time Charter, COA (Contract of Afreightment) vs Spot, que minimicen costos logísticos	2017-2020	Explorar oportunidades de contratación
Desarrollar negocios en mercados distintos a México (Caribe, Latinoamérica y Asia)	2017-2020	
Comercialización hidrocarburos del Estado	2017	

FUENTE: Pemex.

## Modificaciones al sistema de pensiones

### MODIFICACIONES PARA LOS TRABAJADORES QUE INGRESARON PREVIO A LA REFORMA SINDICALIZADOS

Antes de la Reforma	Después de la Reforma	
	Más de 15 años de servicio	Menos de 15 años de servicio
55 edad y 25 antigüedad, al 80% del salario (incrementándose 4% por cada año hasta llegar a 30 de antigüedad)	Sin cambio	60 edad y 30 antigüedad* o 40 años de antigüedad sin importar la edad Al 100% del salario

\* En agosto de 2021 se prevé homologar los requisitos de jubilación por edad conforme a la ley federal aplicable.

FUENTE: Pemex.

### CONFIANZA

Antes de la Reforma	Después de la Reforma
55 edad y 25 antigüedad, al 80% del salario (incrementándose 4% por cada año hasta llegar a 30 de antigüedad) o 35 años de antigüedad sin importar la edad al 100% del salario	60 edad y 30 antigüedad* o 40 años de antigüedad sin importar la edad al 100% del salario

\* En agosto de 2021 se prevé homologar los requisitos de jubilación por edad conforme a la ley federal aplicable.

FUENTE: Pemex.

#### Fuente de información:

[http://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/plannegocios-pmx\\_2017-2021.pdf](http://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/plannegocios-pmx_2017-2021.pdf)

## Bases de licitación para la tercera convocatoria de la ronda dos (SENER)

El 14 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía (SENER) dio a conocer las Bases de Licitación de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, así como los principales elementos del Contrato<sup>6</sup>. A continuación se presenta la información.

<sup>6</sup> Documentos que se podrán consultar en la página [www.rondasmexico.gob.mx](http://www.rondasmexico.gob.mx)

Las Bases de Licitación de la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos, así como los principales elementos del Contrato, fueron puestos a disposición del público el 14 de noviembre; los documento en comento pueden ser consultados en la siguiente dirección electrónica [www.rondasmexico.gob.mx](http://www.rondasmexico.gob.mx).

En línea con la práctica internacional, el procedimiento de licitación de las áreas contractuales de esta Tercera Convocatoria fue diseñado para asegurar que las empresas que operen en las áreas contractuales en campos terrestres cuenten con experiencia y capacidad probada. Para ello, se definieron requisitos de carácter técnico, financiero, de ejecución, de seguridad industrial y de protección al medio ambiente consistentes con los más altos estándares a nivel internacional.

Asimismo, las Bases de Licitación buscan garantizar que este proceso se lleve a cabo bajo principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez.

La Tercera Convocatoria de la Ronda Dos comprende 14 Áreas Contractuales de exploración y extracción en campos terrestres, de las cuales 4 Áreas Contractuales se ubican en la Cuenca de Burgos; 1 en Tampico-Misantla; 3 en la Cuenca de Veracruz, y 6 en la Cuenca del Sureste. La superficie total de las 14 Áreas Contractuales es de 2 mil 595 km<sup>2</sup>, con aproximadamente 251 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) de recursos prospectivos y un volumen original de 328 MMbpce, conforme a las siguientes características:

- Las 4 Áreas Contractuales localizadas en la Cuenca de Burgos abarcan una superficie de 661 km<sup>2</sup> y se estima cuentan con recursos prospectivos de 36 MMbpce.
- El Área Contractual localizada en Tampico-Misantla abarca una superficie de 72 km<sup>2</sup> y se estima cuenta con recursos prospectivos de 1.3 MMbpce.

- Las 3 Áreas contractuales en la Cuenca de Veracruz abarcan una superficie de 676 km<sup>2</sup> y se estima cuentan con recursos prospectivos de 30 MMbpce.
- Por su parte, las 6 Áreas Contractuales en la Cuenca del Sureste abarcan una superficie de 1 mil 185 km<sup>2</sup> y se estima contienen recursos prospectivos de 184 MMbpce.

Al igual que en licitaciones previas, Pemex podrá proponer al Gobierno Federal que en la presente se incluyan bloques que desee migrar a Contratos a efecto de empatar los correspondientes procedimientos de licitación con esta Convocatoria. Lo anterior con el objeto de buscar socios que puedan participar en los requerimientos de financiamiento, transferir tecnología y compartir riesgos, siempre buscando un aprovechamiento adecuado de los campos en beneficio del país.

Se destacan las siguientes características contractuales:

- **Modalidad licencia.** Esta modalidad contractual prevé que el contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos, precisando que en todo momento los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación. Esta modalidad contractual es la misma que se empleó en la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno y Segunda Convocatoria de la Ronda Dos.
- **Objeto del contrato.** La realización de las actividades de exploración y, en su caso, extracción de hidrocarburos en las áreas contractuales correspondientes.
- **Vigencia.** El contrato tendrá una duración inicial de 30 años con dos posibles prórrogas, de 5 años cada una, sujetas a que el área contractual se encuentre en producción previo a la solicitud de prórroga.
- **Plazos.** El contrato prevé las siguientes etapas:

- Un período de exploración inicial de 2 años, más un período adicional de 2 años;
  - Un período de evaluación de 1 año, prorrogable excepcionalmente por un año más;
  - En caso de suscitarse un descubrimiento de gas natural no asociado, el período de evaluación tendrá un plazo de hasta 2 años, prorrogables con motivo de la complejidad técnica por un año más, y
  - Un período de desarrollo con duración de 23 a 27 años, más dos prórrogas de 5 años (sujetas a la continuidad de la producción).
- **Descubrimiento subsalino.** A la terminación de los períodos de exploración y en caso de ocurrir la notificación de un descubrimiento sub-salino el contratista podrá someter a aprobación de la CNH hasta con sesenta días previos la disminución del porcentaje de reducción o devolución del área.
  - **Período inicial de exploración.** Tendrá una duración de hasta 2 años, durante el cual el contratista deberá comprometerse a concluir el programa mínimo de trabajo.
  - **Período adicional de exploración.** Se prevé la posibilidad de acceder a un período adicional de 2 años. Para ello, el contratista deberá comprometerse a ejecutar las unidades de trabajo equivalentes a un pozo, y en su caso, concluir con el incremento del programa mínimo de trabajo.
  - **Contenido nacional.** Se prevén porcentajes mínimos de contenido nacional de entre 26 y 38%, de acuerdo con la maduración del proyecto.

- **Garantía de cumplimiento.** Previo a la firma del Contrato, el contratista deberá entregar una carta de crédito o una póliza de fianza para garantizar los trabajos comprometidos durante el período de exploración.
- **Garantía corporativa.** El contratista deberá contar con el respaldo de su empresa matriz en última instancia o una filial debidamente capitalizada para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas del contrato. El requisito de capital para la empresa o empresas que funjan como garantes podrá ser acreditado mediante dos esquemas: i) limitado, si la garante o el conjunto de garantes acreditan un capital contable igual o superior al monto señalado en el contrato, o ii) ilimitado, si la garante o el conjunto de garantes acreditan un capital menor al monto señalado. Aunado a lo anterior, se establece que la garantía deberá presentarse previo a la suscripción del Contrato, se determina su vigencia y el momento de su liberación.
- **Etapa de transición de arranque.** Se prevé que el contratista pueda subcontratar al asignatario o contratista anterior para llevar a cabo las actividades petroleras, únicamente durante esta etapa.
- **Programa provisional.** En el caso de áreas que actualmente se encuentren en producción, se prevé un mecanismo de subcontratación del operador anterior para dar continuidad operativa a las actividades petroleras en los períodos iniciales del Contrato.
- **Etapa de transición final.** Se establece un plazo máximo de 180 días prorrogables por 90 días adicionales para esta Etapa, la cual iniciará el año previo a la conclusión de la vigencia del Contrato o con la notificación de renuncia, devolución, terminación anticipada o rescisión.
- **Seguros.** Se prevé la posibilidad de que el contratista haga uso de cualquier instrumento financiero contemplado en la normatividad de la ASEA para cubrir los

riesgos inherentes a las actividades petroleras atendiendo a la normatividad aplicable.

- **Seguridad industrial, seguridad operativa; protección al ambiente y salud en el trabajo.** Se dispone que el contratista será responsable del cumplimiento de dichas obligaciones de conformidad con la normatividad aplicable y las mejores prácticas de la industria.
- **Planes de exploración, planes de desarrollo y presupuestos indicativos.** Los planes de exploración y de desarrollo serán aprobados por la CNH, en tanto que los programas de trabajo y presupuestos indicativos tendrán fines informativos.
- **Datos y confidencialidad:** Las cláusulas relativas a documentos e información técnica se alinean con la normatividad aplicable. Se dispone que el contratista tiene derecho a aprovechar comercialmente aquella información que resulte de las actividades de reconocimiento y exploración superficial. Además, se prevé el plazo mínimo de 2 años de confidencialidad al cual estará sujeta la información técnica obtenida de las actividades de exploración y extracción, y se establece que los procesos por los cuales el contratista generó tal información no serán propiedad de la Nación.
- **Rescisión administrativa.** Las causales de rescisión administrativa serán las establecidas en la “Ley de Hidrocarburos”, considerando una etapa previa de investigación con el apoyo de un experto independiente para la posible determinación de dolo o culpa por parte del contratista. Asimismo, se define accidente grave, sin causa justificada, culpa, dolo o de forma dolosa e información o reportes falsos o incompletos.
- **Rescisión contractual.** Aplicable ante la omisión del Contratista de remediar el incumplimiento, previendo la posibilidad de emplear los mecanismos alternativos

para la solución de controversias definidos en el Contrato: conciliación y/o arbitraje. Asimismo, se prevén los supuestos bajo los cuales la CNH no ejercerá el derecho a rescindir el Contrato.

- **Pasivos sociales.** Se establece que el asignatario o contratista anterior deberá informar sobre los “pasivos sociales” y hacerse cargo de los mismos. A su vez el contratista deberá llevar un registro de los mismos en un sistema creado para tal fin.

Por otra parte, y con el objeto de brindar las mejores condiciones de competencia, las Bases de esta convocatoria consideran, entre otros elementos, los siguientes:

1. La precalificación de los interesados será Licitante Individual o Licitante Agrupado.
2. Un Interesado podrá formar parte de hasta 4 Licitantes con las limitantes previstas en las Bases.
3. No se prevén limitaciones para la agrupación de compañías petroleras de gran escala.
4. Hay un período para la modificación de estructura de Licitantes.
5. La licitación será mediante subasta al primer precio en sobre cerrado.
6. El Licitante Ganador será el que presente la Propuesta Económica con el mayor valor de la Regalía Adicional.

**Fuente de información:**

<http://www.gob.mx/sener/prensa/publicacion-de-las-bases-de-licitacion-y-del-modelo-de-contrato-para-la-tercera-convocatoria-de-la-ronda-dos>

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.gob.mx/sener/prensa/el-diseno-de-las-licitaciones-petroleras-mexicanas-otorga-certidumbre-juridica-para-los-inversionistas-pjc>

**Petróleo crudo de exportación (Pemex)**

El 24 de octubre de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-septiembre de 2016, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 33.76 dólares por barril (d/b), lo que significó una reducción de 27.51% con relación al mismo período de 2015 (46.57 d/b).

Cabe destacar que en el mes de septiembre de 2016, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 37.91 d/b, cifra 0.71% menor con respecto al mes inmediato anterior, 32.18% superior con relación a diciembre pasado (28.68 d/b) y 0.05% menor si se le compara con el noveno mes de 2015.

Durante los nueve primeros meses de 2016, se obtuvieron ingresos por 10 mil 929 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 26.60% respecto al mismo período enero-septiembre de 2015 (14 mil 890 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 8 mil 193 millones de dólares (74.97%), del tipo Olmeca se obtuvieron un mil 218 millones de dólares (11.14%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de un mil 518 millones de dólares (13.89%).

**VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO**  
-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya <sup>a/</sup>	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente <sup>b/</sup>
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	49 380	3 849	37 398	8 133	41 745	4 888	2 747
2012	46 852	3 904	35 194	7 754	37 051	6 611	3 190
2013	42 711	3 926	34 902	3 884	32 125	6 472	4 114
2014	35 638	4 557	27 967	3 115	26 188	6 555	2 895
2015	18 524	3 490	12 701	2 334	11 625	3 764	3 135
2016	10 929	1 518	8 193	1 218	5 788	2 449	2 692
Enero	830	98	547	184	421	244	165
Febrero	881	178	599	105	523	234	124
Marzo	970	135	677	158	572	230	167
Abril	1 047	128	796	123	636	185	226
Mayo	1 391	196	1 107	88	719	275	397
Junio	1 320	132	1 144	44	790	221	309
Julio	R/1 377	183	R/1 054	140	720	280	R/377
Agosto	R/1 493	R/199	1 119	175	R/764	322	R/407
Septiembre	1 620	268	1 150	201	642	458	520

a/ Incluye Crudo Altamira y Talam.

b/ Incluye otras regiones.

R/ Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

**Fuente de información:**

[http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio\\_esp.pdf](http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio_esp.pdf)

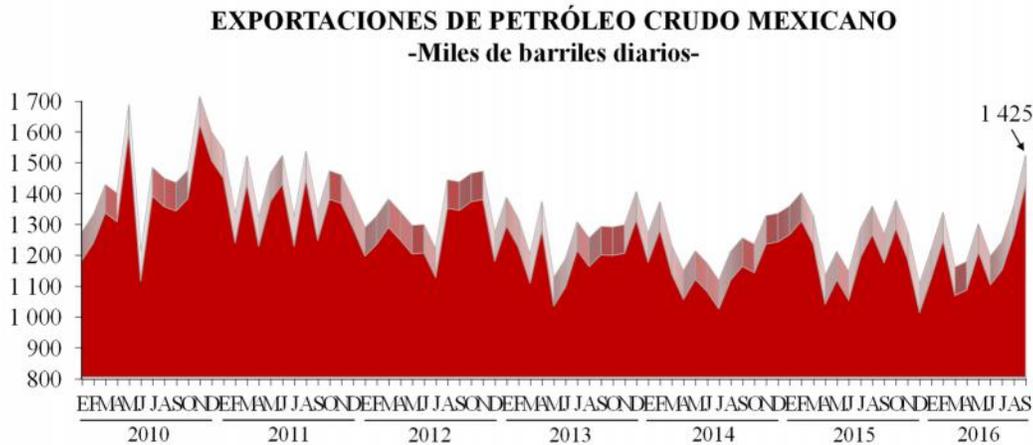
[http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta\\_esp.pdf](http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf)

**Volumen de exportación de petróleo (Pemex)**

De conformidad con información de Pemex, durante el período de enero-septiembre de 2016, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.182 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 0.25% mayor a la reportada en el mismo lapso de 2015 (1.179 mb/d).

En septiembre de 2016, el volumen promedio de exportación fue de 1.425 mb/d, lo que significó un aumento de 13.01% respecto al mes inmediato anterior (1.261 mb/d), mayor en 41.37% con relación a diciembre de 2015 (1.008 mb/d) y 21.90% mayor si se compara con septiembre del año anterior (1.169 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleo crudo mexicano, durante el período enero-septiembre de 2016, fueron los siguientes: al Continente Americano (52.03%) a Europa (23.01%) y al Lejano Oriente (24.87%).



FUENTE: Petróleos Mexicanos.

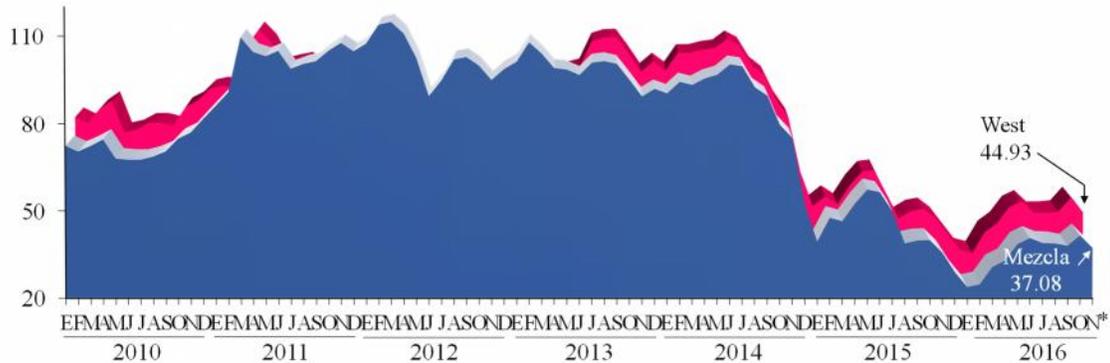
**Fuente de información:**

[http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evollexporta\\_esp.pdf](http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evollexporta_esp.pdf)

**Petróleo crudo de exportación (Pemex)**

De acuerdo con cifras disponibles de Petróleos Mexicanos (Pemex) y de la Secretaría de Energía (Sener) el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación del 1° al 17 de noviembre de 2016, fue de 37.08 d/b, cotización 10.15% menor a la registrada en octubre pasado (41.27 d/b) y superior en 29.29% respecto a diciembre pasado (28.68 d/b) y mayor en 4.66% si se le compara con el promedio de noviembre de 2015 (35.43 d/b).

**PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA MEZCLA DE PETRÓLEO MEXICANO DE EXPORTACIÓN Y WEST TEXAS INTERMEDIATE**  
**-Dólares por barril-**



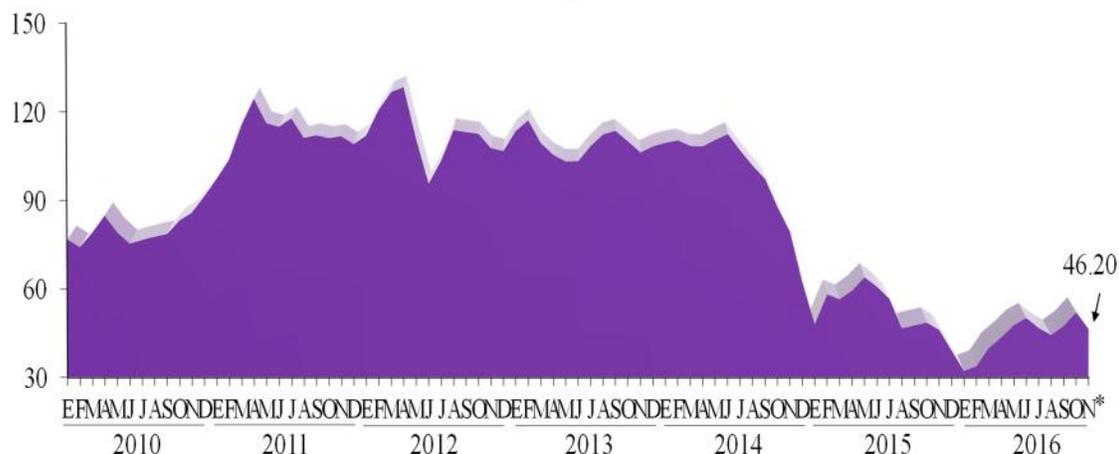
\* Promedio al día 17.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Por su parte, el precio promedio del crudo *West Texas Intermediate* (WTI) en los primeros 17 días de noviembre registró un promedio de 44.93 d/b, lo que significó una caída de 9.94% con relación al mes inmediato anterior (49.89 d/b), y superior en 20.36% con relación a diciembre anterior (37.33 d/b) y superior en 4.68% si se le compara con el promedio de noviembre de 2015 (42.92 d/b).

Asimismo, los primeros 17 días de noviembre del presente año, la cotización promedio del crudo *Brent* del Mar del Norte fue de 46.20 d/b, precio que significó una caída de 10.10% con relación a octubre pasado (51.39 d/b), mayor en 18.77% respecto a diciembre pasado (38.90 d/b), y 0.68% mayor si se le compara con el promedio de noviembre de 2015 (45.89 d/b).

### PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT -Dólares por barril-



\* Promedio al día 17.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

### PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO -Dólares por barril-

Fecha	Crudo API Precio promedio spot <sup>1/</sup>		Precio promedio de exportación del crudo mexicano <sup>2/</sup>	Fecha	Crudo API Precio spot <sup>1/</sup>		Precio promedio de exportación del crudo mexicano <sup>2/</sup>
	Brent (38)	West Texas Intermediate (44)			Brent (38)	West Texas Intermediate (44)	
Diciembre 2011	107.73	98.59	106.33	Junio 2015	63.70	59.83	53.87
Diciembre 2012	109.20	88.25	96.67	Julio 2015	56.87	51.19	46.56
Diciembre 2013	110.70	97.89	91.65	Agosto 2015	48.21	42.89	39.71
Abril 2014	108.09	100.51	93.48	Septiembre 2015	48.49	45.49	37.93
Mayo 2014	109.22	102.04	95.68	Octubre 2015	49.29	46.29	37.46
Junio 2014	111.97	101.80	96.79	Noviembre 2015	45.89	42.92	35.43
Julio 2014	108.07	105.16	98.79	Diciembre 2015	38.90	37.33	28.68
Agosto 2014	103.40	102.39	94.65	Enero 2016	31.92	31.78	23.91
Septiembre 2014	98.57	96.08	90.80	Febrero 2016	33.53	30.62	24.48
Octubre 2014	88.05	93.17	85.82	Marzo 2016	39.79	37.96	29.45
Noviembre 2014	79.63	84.34	75.23	Abril 2016	43.34	41.13	32.28
Diciembre 2014	63.33	75.70	71.39	Mayo 2016	47.55	46.80	37.27
Enero 2015	49.82	47.37	41.70	Junio 2016	49.93	48.85	40.05
Febrero 2015	58.80	50.83	47.26	Julio 2016	46.53	44.80	38.47
Marzo 2015	56.94	47.85	47.36	Agosto 2016	47.16	44.80	38.11
Abril 2015	61.14	54.63	50.69	Septiembre 2016	47.22	45.23	37.81
Mayo 2015	65.61	59.37	54.06	Octubre 2016	51.39	49.89	41.27
3/X/2016	50.89	48.81	39.71	1/XI/2016	48.14	46.67	38.55
4/X/2016	50.87	48.69	40.15	2/XI/2016	46.86	45.34	37.32
5/X/2016	51.86	49.83	41.12	3/XI/2016	46.35	44.66	37.00
6/X/2016	52.51	50.44	41.65	4/XI/2016	45.58	44.07	36.57
7/X/2016	51.93	49.81	41.86	7/XI/2016	46.15	44.89	37.06
10/X/2016	53.14	51.35	42.50	8/XI/2016	46.04	44.98	37.24
11/X/2016	52.41	50.79	42.02	9/XI/2016	46.36	45.27	37.25
12/X/2016	51.81	50.18	41.50	10/XI/2016	45.84	44.66	37.19
13/X/2016	52.03	50.44	41.47	11/XI/2016	44.75	43.41	35.92
14/X/2016	51.95	50.35	41.57	14/XI/2016	44.43	43.32	35.49
17/X/2016	51.52	49.94	41.39	15/XI/2016	46.95	45.81	37.22
18/X/2016	51.68	50.29	41.58	16/XI/2016	46.63	45.57	37.66
19/X/2016	52.67	51.60	42.86	17/XI/2016	46.49	45.42	37.52
20/X/2016	51.38	50.43	41.81				
21/X/2016	51.78	50.85	41.89				
24/X/2016	51.46	50.52	41.62				
25/X/2016	50.79	49.96	41.22				
26/X/2016	49.98	49.18	40.58				
27/X/2016	50.47	48.72	40.90				
28/X/2016	49.71	48.70	40.51				

31/X/2016	48.30	46.86	38.81				
<b>Promedio de octubre de 2016</b>	<b>51.39</b>	<b>49.89</b>	<b>41.27</b>	<b>Promedio de noviembre de 2016*</b>	<b>46.20</b>	<b>44.93</b>	<b>37.08</b>
<b>Desviación estándar de octubre de 2016</b>	<b>1.11</b>	<b>1.09</b>	<b>0.93</b>	<b>Desviación estándar de noviembre de 2016*</b>	<b>0.95</b>	<b>0.94</b>	<b>0.76</b>

1/ Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

2/ Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) y Secretaría de Energía.

\* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 17.

Nota: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en 1989, producto de la estrategia comercial de Pemex para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Es una Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestario indirecto que opera a través de recursos propios, estableciendo dentro de sus objetivos y metas el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex, así como proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo Pemex que realizan actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos.

FUENTE: Secretaría de Energía con información del PMI Internacional.

#### **Fuente de información:**

CME Group (WTI, Brent) y Sistema de Información Energética (MME)

<http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleomezcla-mexicana-mme-datos.html>

[http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio\\_esp.pdf](http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdf)

### **Aprueban el segundo *farm out* de Pemex para los campos Ayin y Batsil en aguas someras (Pemex)**

El 18 de octubre de 2016, El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (Pemex) autorizó a la empresa (Pemex) enviar a la Secretaría de Energía (SENER) la solicitud de migración con socio para la exploración y extracción de los campos Ayin y Batsil en aguas someras de la Sonda de Campeche. Los campos se encuentran en un tirante de agua de 160 metros y cuentan con reservas totales 3P por 281 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (46 millones corresponden a reservas probadas, 77 a probables y 158 a posibles).

Esta solicitud se alinea con la estrategia anunciada por Pemex de formar alianzas con otras empresas para complementar sus capacidades de inversión, ejecución y producción, así como aprovechar las ventajas tecnológicas de sus socios para consolidarse como una empresa altamente competitiva.

Petróleos Mexicanos tiene los costos de producción más bajos a nivel mundial en aguas someras y ahora, gracias a las alianzas, alineará su operación a las mejores prácticas internacionales en beneficio del Estado mexicano.

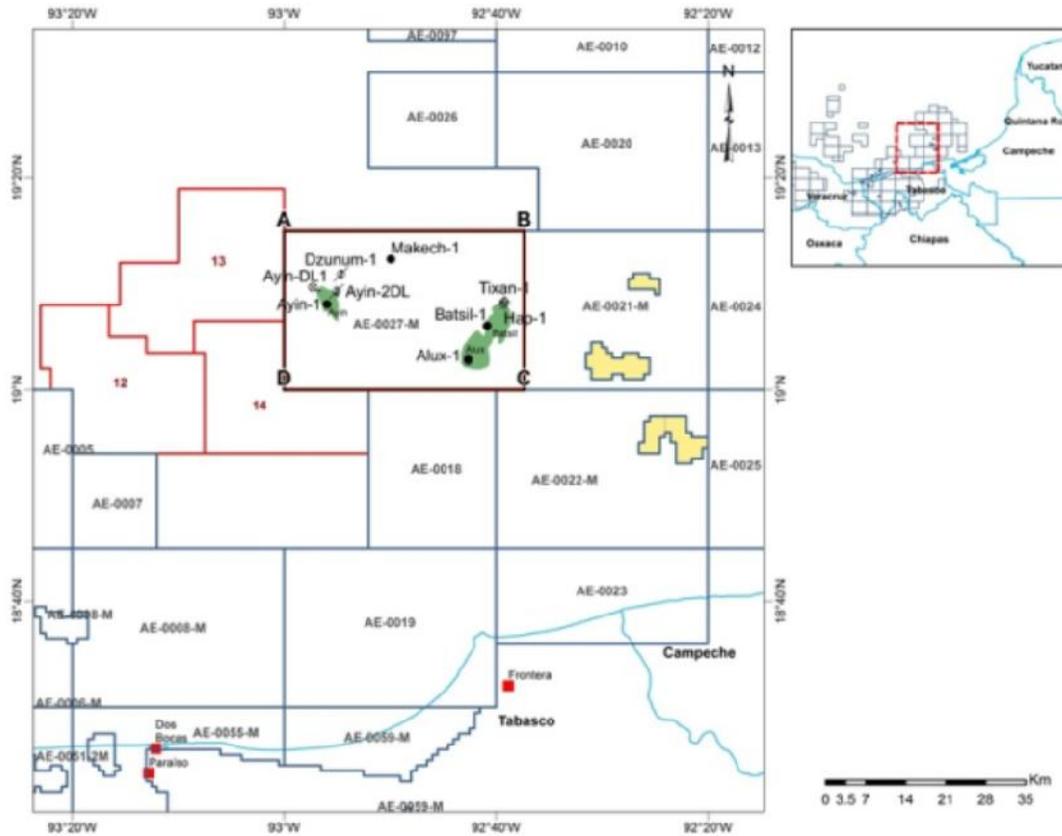
Por su amplio conocimiento de las condiciones geológicas y técnicas de los yacimientos mexicanos, así como por su experimentado capital humano, Pemex es un socio muy atractivo para invertir en el país.

El pasado 27 de julio, la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó las bases de la licitación para las asignaciones con socio de Petróleos Mexicanos en el bloque Trion de aguas profundas, cuyo resultado se dará a conocer el próximo 5 de diciembre como parte de la ronda 1.4 del gobierno federal.

Ahora, este *farm out* en aguas someras podría incorporarse a la licitación 2.1 de 15 bloques cuya fecha de adjudicación es marzo de 2017, conforme a lo anunciado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pemex continuará promoviendo este tipo de asociaciones para la exploración y producción en otros campos, tanto terrestres como en aguas profundas y someras.

Petróleos Mexicanos promueve la formación de alianzas como una ruta estratégica para mejorar su operación y generar utilidades en beneficio del país.

En Pemex tenemos la energía para seguir siendo la empresa más emblemática de México.



**Fuente de información:**

[http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2016-064-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-064-nacional.aspx)

**Carga fiscal elevada empuja a Pemex hacia la insolvencia (Fitch)**

El 24 de octubre de 2016, de conformidad con el análisis de sensibilidad de la casa calificadora Fitch Ratings, Petróleos Mexicanos (Pemex) enfrenta una insolvencia derivada de una carga fiscal elevada, un paquete de medidas de apoyo insuficiente y un efecto de largo plazo por la reducción de *capex* (*capex* o inversiones en bienes de capitales) son inversiones de capital que crean beneficios. Un CAPEX se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Los CAPEX son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como

equipamientos, propiedades o edificios industriales. En contabilidad, los CAPEX se incluyen en una cuenta de activos (capitalización) incrementando el valor base del activo (el costo o valor de un activo ajustado por motivos impositivos).

A fines impositivos, los CAPEX son costos que no pueden ser deducidos en el año en el cual son efectuados y deben ser capitalizados. La regla general es que, si la propiedad adquirida tiene una vida útil mayor del año imponible, el costo debe ser capitalizado. Los desembolsos relacionados con los CAPEX se amortizan o deprecian a lo largo de la vida útil del activo en cuestión. Tal y como se ha explicado anteriormente, los CAPEX crean o aumentan la base del activo o propiedad, la cual una vez ajustada, determinará la base impositiva en caso de venta o transferencia.

“Pemex tendrá que endeudarse de una manera insostenible, si el gobierno mexicano le continua demandando distribuciones en forma de impuestos”, comenta el Director Senior en Fitch. “Esencialmente, en lugar que el gobierno pida prestado directamente a inversionistas para financiar su déficit a un costo bajo, Pemex se está endeudando para cubrir 100% de sus impuestos”.

“Los impuestos de Pemex provocarán que transfiera todo su EBITDA en 2016, mientras que es improbable que la compañía logre un flujo de fondos libre en el futuro previsible”, añade el Director Senior en Fitch. “El paquete de medidas de apoyo anunciado por el gobierno para respaldar a la empresa, aunque representa un paso en la dirección correcta, es insuficiente para que Pemex sea auto sostenible”.

Pemex muestra costos de producción de crudo y gas bastante competitivos, lo que deja poco espacio para reducir los costos de reemplazo. Una disminución extendida de los gastos e inversiones aumentaría los riesgos operativos y presionaría la viabilidad a largo plazo. También será difícil menguar los requerimientos por gastos de pensiones y los ajustes de personal proveerán ahorros reducidos.

Las inversiones de capex de Pemex han estado por debajo del costo de reemplazo implícito y no han sido suficientes para subsanar el descenso en la producción. El anuncio de recortes en inversión seguramente repercutirá en la continua reducción en la producción. Las reservas probadas y la vida de las reservas también podrían disminuir.

Para tener mayor información consulte el reporte especial “Petroleos Mexicanos (Pemex) *Sensitivity Analysis*” en [www.fitchratings.com](http://www.fitchratings.com).

**Fuente de información:**

[http://www.fitchratings.mx/ArchivosHTML/Coment\\_16446.pdf](http://www.fitchratings.mx/ArchivosHTML/Coment_16446.pdf)

Para tener acceso a información relacionada visite:

[http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2016-062-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-062-nacional.aspx)

### **El Banco Mundial eleva sus previsiones sobre el precio del petróleo en 2017 (BM)**

El 20 de octubre de 2016, el Banco Mundial (BM) informó que el precio del petróleo debería subir a 55 dólares por barril en 2017. A continuación se presenta la información.

El Banco Mundial eleva sus previsiones sobre el precio de petróleo crudo en 2017 de 53 a 55 dólares estadounidenses por barril, a raíz de la decisión de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de disponerse a limitar la producción tras un largo período de producción sin restricciones.

Se prevé que el precio de la energía —que comprende el petróleo, el gas natural y el carbón— se incremente casi un 25% en su conjunto el año próximo, un aumento mayor que el anticipado en julio. Las previsiones revisadas aparecen en el último informe del Banco Mundial titulado *Commodities Markets Outlook* (Perspectivas de los Mercados de Productos Básicos). Se espera que el precio del petróleo alcance un promedio de

43 dólares estadounidenses por barril en 2016; es decir, se mantendría sin cambios respecto del informe de julio.

“Estimamos que el próximo año se producirá un sólido incremento en los precios de la energía, encabezados por el del petróleo”, dijo John Baffes, economista superior y autor principal del informe *Commodities Markets Outlook*. “No obstante, hay una incertidumbre considerable en torno a la previsión mientras se espera conocer los detalles y la aplicación del acuerdo de la OPEP que, de cumplirse, indudablemente repercutirá en los mercados del petróleo”.

Se prevé una modesta recuperación para la mayoría de los productos básicos en 2017 a medida que se fortalece la demanda y se restringe la oferta.

Se espera que los precios de los metales y de los minerales aumenten 4.1% el próximo año, una revisión al alza de 0.5 puntos porcentuales que obedece a una creciente restricción de la oferta. Se prevé que el precio del zinc aumentará más del 20% tras la clausura de algunas grandes minas de zinc y los recortes en la producción de años precedentes. Es de prever que el precio del oro descienda ligeramente el año próximo hasta mil 219 dólares por onza, dado que es probable que las tasas de interés aumenten y se reduzca su compra como valor seguro.

Se estima que los precios agrícolas aumentarán 1.4% en 2017, algo menos de lo previsto en julio, pues se espera que el precio de los alimentos ascienda de forma más gradual que lo previsto (1.5%) y que se reduzcan en mayor medida los precios de las bebidas (0.6%) ante la expectativa de una gran producción de café. Entre los precios de los alimentos, el de los cereales se prevé que el próximo año experimentará un aumento del 2.9%, más pronunciado de lo que se había previsto, mientras que se espera que los precios de aceites y harinas aumentarán menos de lo esperado: un 2 por ciento.

“Los bajos precios de los productos básicos afectan gravemente a las economías emergentes y en desarrollo que los exportan, si bien ya parecen haber tocado fondo”, dijo Ayhan Kose, director del Grupo de Perspectivas de Desarrollo del Banco Mundial. “Se prevé que para este año el crecimiento en este grupo de economías sea próximo a cero. En la medida de lo posible, los responsables de formular políticas deberían aplicar estrategias favorables para el crecimiento, tales como inversiones en infraestructura, sanidad y educación, en el contexto de un plan fiscal a mediano plazo que goce de credibilidad”.

Esta edición del informe *Commodity Markets Outlook* incluye un artículo de fondo en el que se analiza el reciente anuncio de la OPEP de limitar la producción. Históricamente, los acuerdos destinados a influir sobre los precios de los productos básicos, como el estaño o el café, han logrado hacer fluctuar los mercados por un tiempo, pero al final han perdido esa capacidad y han fracasado. La capacidad de la OPEP de afectar a los precios del crudo probablemente se pondrá a prueba cuando se amplíe la oferta de petróleo de fuentes no convencionales, como la de productores de petróleo de esquisto.

El informe del Banco Mundial titulado *Commodity Markets Outlook* se publica trimestralmente, en enero, abril, julio y octubre. En él se proporciona un análisis minucioso de mercado de los principales grupos de productos básicos, como la energía, los metales, la agricultura, los metales preciosos y los fertilizantes. Se presentan las previsiones de precios hasta el año 2025 correspondientes a 46 productos básicos, junto con datos históricos sobre los precios.

**Fuente de información:**

<http://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2016/10/20/world-bank-raises-2017-oil-price-forecast>

## **Una “nueva normalidad” para el mercado del petróleo (FMI)**

El 27 de octubre de 2016, el Fondo Monetario Internacional (FMI) publicó el artículo “Una nueva normalidad para el mercado del petróleo” a continuación se presenta la información.

Aunque los precios del petróleo se han estabilizado en cierta medida en los últimos meses, hay razones de peso para pensar que no retornarán a los elevados niveles registrados antes del desplome histórico que sufrieron hace dos años. Por un lado, la producción de petróleo de esquisto no ha hecho sino incrementar la oferta a precios bajos. Y por otro, porque la demanda se verá limitada por la desaceleración del crecimiento en los mercados emergentes y los esfuerzos mundiales para reducir las emisiones de dióxido de carbono. Todo ello se traduce en una “nueva normalidad” para el petróleo.

### **La “nueva” oferta de petróleo**

El esquisto ha alterado profundamente las reglas del juego. La producción inesperadamente abundante de petróleo de esquisto, con cinco millones de barriles diarios, ha contribuido a la sobreoferta mundial. Esto, sumado a la sorprendente decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de mantener inalterada la producción, fue uno de los factores que dio lugar al hundimiento del precio del petróleo a partir de junio de 2014.

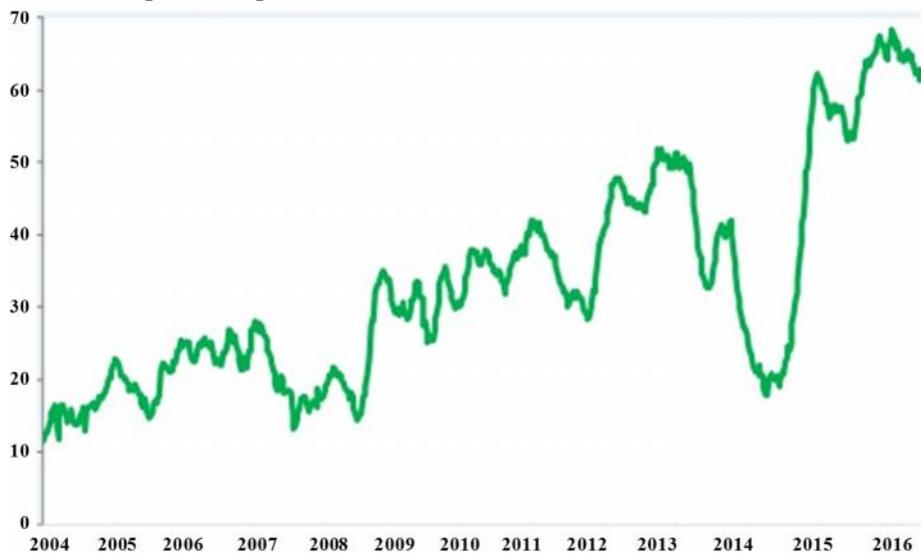
Si bien el desplome de los precios provocó una enorme reducción de la inversión petrolera, la producción tardó en reaccionar y mantuvo el exceso de oferta. Además, la capacidad de resistencia de la producción de esquisto a los precios más bajos también sorprendió a los participantes en el mercado, lo cual provocó una caída aún mayor de los precios en 2015. Las empresas extractoras de esquisto mejoraron su eficiencia para lograr recortes significativos de sus costos, que permitieron a los principales

productores evitar la quiebra. Aunque se prevé que la disminución de la inversión supondrá un descenso de la producción de los países no pertenecientes a la OPEP en 2016, la producción sigue siendo superior al consumo. En opinión de muchos expertos, los mercados del petróleo se equilibrarán en 2017, si bien el nivel de existencias será elevado (gráfica siguiente). Sin embargo, hay incertidumbre en torno a la oferta, en especial por lo que se refiere al costo asociado a la extracción, así como a la producción derivada del denominado *fracklog* de esquisto, es decir, pozos perforados, pero no fracturados. Esto último puede incrementar los flujos de producción en cuestión de semanas y, por tanto, alterar considerablemente la dinámica de la producción en comparación con la del petróleo convencional, caracterizado por prolongados desfases entre inversión y producción.

### EXISTENCIAS ABULTADAS

**-Millones de barriles-**

Se proyecta que los precios del petróleo se estabilicen en 2017, aunque se verán reprimidos por las abultadas existencias



Nota: Reservas semanales finales en Cushing, Oklahoma, excluidas las reservas estratégicas de crudo.

FUENTE: Administración de Información Energética de Estados Unidos de Norteamérica.

Con este telón de fondo, los países de la OPEP y Rusia han ido incrementando la producción, y la oferta ha aumentado todavía más con el retorno de Irán a los mercados. (Aunque los miembros de la OPEP se comprometieron recientemente a recortar la producción, todavía no han cerrado el acuerdo). Pero también están en juego otros factores. Según datos recientes, la producción de petróleo de esquisto podría tener una capacidad de resistencia aún mayor de lo que se esperaba. Asimismo, ante la expectativa de que la OPEP —en cooperación con otros países exportadores— recorte la producción, los precios han aumentado hasta un nivel que estimulará todavía más la producción de muchos productores de esquisto.

### **La “nueva” demanda de petróleo**

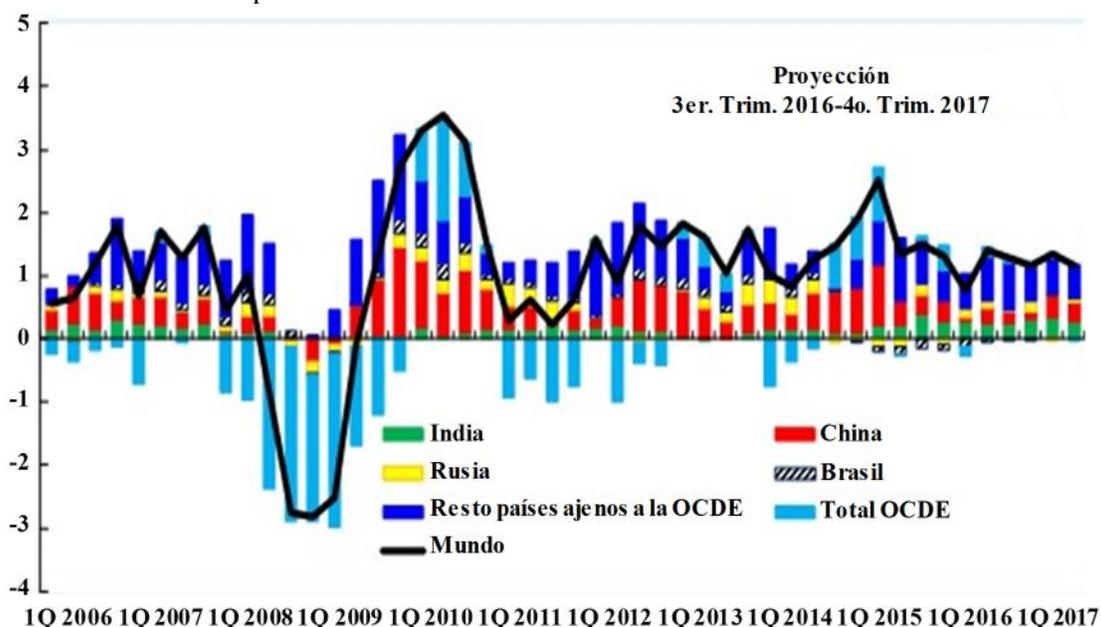
La caída de los precios propició el crecimiento de la demanda de petróleo, que se incrementó hasta alcanzar el máximo histórico de aproximadamente 1.8 millones de barriles diarios en 2015, aunque está prevista una desaceleración hasta el nivel tendencial de 1.2 barriles diarios en 2016 y 2017. Las estimaciones básicas de la elasticidad de la demanda respecto al precio indican que el “efecto precio” provoca un incremento de la demanda de 0.8 millones de barriles diarios. Una proporción importante del crecimiento de la demanda de petróleo obedece a la caída de los precios, más que al aumento del ingreso. Como el margen para que los precios en dólares bajen todavía más es limitado, los aumentos de la demanda de petróleo dependerán en gran medida de las expectativas de crecimiento económico mundial.

Las perspectivas de crecimiento de la demanda no son alentadoras. En el último par de años, la demanda de petróleo ha estado impulsada por China y otros países de mercados emergentes y en desarrollo. Aunque China solo representa un 15% del consumo mundial de petróleo, el país contribuye significativamente al crecimiento de la demanda de crudo (gráfica siguiente) porque su economía crece mucho más rápido que la de los países avanzados (lo cual también ocurre con otros países en desarrollo). Nuevas desaceleraciones en las economías emergentes y avanzadas pueden transformar

sustancialmente el panorama de la demanda. Los cambios estructurales en las economías emergentes, en especial el esfuerzo de China para pasar de un modelo de crecimiento basado en la inversión y las exportaciones a otro basado en la demanda interna, también podrían tener consecuencias importantes.

### FUENTES DE DEMANDA -Millones de barriles diarios-

China y otros mercados emergentes están determinando el crecimiento de la demanda de petróleo



Primer cuatrimestre de cada año.

FUENTES: Agencia Internacional de Energía y cálculos del personal técnico del FMI.

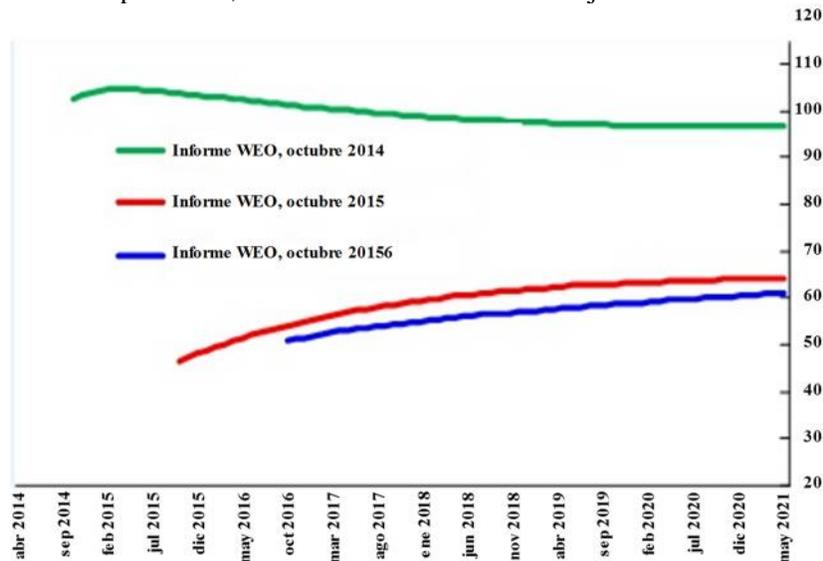
A mediano y largo plazo, el abandono paulatino del petróleo y otros combustibles fósiles empaña todavía más las perspectivas de la demanda de petróleo, si bien los precios bajos podrían retrasar la transición. Las políticas energéticas deberán someterse a reformas de gran calado para poder cumplir los objetivos marcados por la Conferencia sobre el Cambio Climático de diciembre de 2015 en París (COP21), y una parte importante de las reservas de petróleo deberán mantenerse bajo tierra y sin explotar. La falta de claridad respecto a las medidas concretas que deben adoptarse para alcanzar dichos objetivos solo agrava la incertidumbre existente en torno a las perspectivas de la demanda de petróleo.

Es cierto que los mercados de futuros apuntan a un leve repunte de los precios del petróleo, pero el análisis de las variaciones de las curvas de precios de los futuros en los últimos meses hace pensar que las perspectivas de aumento de los precios han ido empeorando (véase la gráfica siguiente). Esto no debería sorprender. Las revisiones a la baja de los pronósticos de crecimiento mundial, sobre todo de los mercados emergentes, neutralizan los factores favorables, como el crecimiento de la demanda de petróleo impulsado por los bajos precios del último año. Las perturbaciones en los mercados financieros, sumadas a la fortaleza del dólar, han ejercido presiones a la baja sobre los precios del petróleo. Estas tendencias, junto a la caída secular del consumo de petróleo en las economías avanzadas y el crecimiento del esquisto, apuntan a que los precios del petróleo permanecerán en niveles “bajos durante más tiempo”.

### DETERIORO DE LAS PERSPECTIVAS

Los desplazamientos de la curva de futuros denotan el deterioro de las perspectivas de los precios futuros del petróleo.

Dólares por barril; fechas de vencimiento en el eje horizontal



Nota: WEO = FMI. *Perspectivas de la economía mundial*.

FUENTE: Bloomberg, L.P.

Fuente de información:

<http://blog-dialogoafondo.org/?p=6878>

## **Los problemas de Venezuela para extraer petróleo agudizan su crisis económica (WSJ)**

El 23 de octubre de 2016, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) publicó la nota “Los problemas de Venezuela para extraer petróleo agudizan su crisis económica”. A continuación se presenta la información.

Esta deteriorada ciudad petrolera tiene un misterioso brillo nocturno, iluminada por decenas de pozos que queman precioso crudo y gas porque el equipo necesario para procesarlo no funciona.

Las columnas de humo de Puerto Mata crecen cada mes, un despilfarro asombroso en un momento en que Venezuela, el país con las mayores reservas petroleras del mundo, necesita con desesperación el dinero de cada barril de crudo para importar alimentos y medicinas. En este caso, los yacimientos queman dinero, casi literalmente.

Por si esto fuera poco, por cada barril de crudo liviano que se quema en los pozos de Punta de Mata, Venezuela tiene que gastar dólares para importar un barril de diluyente que mezcla con el petróleo pesado producido en el sur del país.

“Es única y exclusivamente un problema de mala gestión”, dice Carlos Bellorin, analista petrolero de IHS Inc. en Londres. “No hay otra explicación racional para tal desperdicio”.

El estado decrepito de campos como los de Punta de Mata, de donde proviene el grueso de los ingresos del país, es una de las principales razones por las que la producción del país cae más rápido que la de cualquier otro productor importante salvo Nigeria, donde el gobierno enfrenta una insurgencia.

La producción venezolana de crudo cayó 11% interanual en septiembre para alcanzar 2.3 millones de barriles al día, según cifras oficiales. La consultora *Medley &*

*Associates* prevé una aceleración del descenso en los próximos 12 meses. A menos que repunten los precios del petróleo, el repliegue de la producción puede sumir a Venezuela en una crisis aún más profunda.

El descenso de la producción ahonda las tribulaciones que atraviesa la economía del país que, según las proyecciones, se contraerá 10% este año. El gobierno tiene problemas para obtener los dólares suficientes para importar medicinas y alimentos y pagar cerca de 16 mil millones de dólares a sus acreedores hasta fines de 2017.

En los yacimientos de la sabana oriental, las plataformas de bombeo están inertes ante la falta de repuestos, los lanchones abandonados se oxidan y los operarios que ganan 9 dólares a la semana a menudo se saltan turnos.

En total, la cantidad de plataformas de perforación en Venezuela cayó 25% entre septiembre de 2014 y 2015, según la empresa estadounidense de servicios petroleros *Baker Hughes Inc.* En la actualidad, hay más plataformas en operación en Omán, cuyas reservas probadas son apenas 1.7% de las de Venezuela.

“No creo que este gobierno logre estabilizar la producción incluso si suben los precios del petróleo”, dijo Luisa Palacios, analista de *Medley* para Venezuela.

Los trabajadores petroleros en Punta de Mata, que en su momento fue uno de los grandes centros de producción de crudo, atribuyen el descenso a las expropiaciones del gobierno, la corrupción y el colapso de los salarios que dejó a la petrolera estatal Petróleos de Venezuela S.A, PDVSA, con las manos atadas.

Las empresas internacionales de servicios, como las estadounidenses *Schlumberger Ltd.*, *Halliburton Co.* y *Baker Hughes*, que antes perforaban los yacimientos de Punta de Mata y gestionaban el flujo asociado de gas, han casi todas hecho sus maletas,

afectadas por los miles de millones de dólares en cuentas impagas o la expropiación de sus activos en el país.

Conforme las multinacionales comenzaron a dejar de operar sus plataformas de perforación y la mano de obra capacitada se marchó, la producción de la cuenca del norte de Monagas, que abarca Punta de Mata, se desplomó dos tercios en la última década, la caída más pronunciada del país, según los gerentes regionales de PDVSA.

Impactada por la escasez de efectivo, PDVSA está tratando de postergar por tres años el vencimiento de bonos por 5 mil millones de dólares, una medida que la calificadora de riesgo *Standard & Poor's* calificó como “equivalente a una cesación de pagos”.

La empresa, que ha dejado de pagar su deuda interna, reconoció en su último informe anual que a finales del año pasado adeudaba cerca de 19 mil millones de dólares a contratistas que proveen desde plataformas de perforación a almuerzos.

Después de asumir un cargo contable de 500 millones de dólares ligados a sus negocios en Venezuela, Schlumberger, la mayor firma de servicios petroleros del mundo, empezó en junio a dismantelar sus operaciones en los campos maduros. La empresa anunció despidos, suspendió las operaciones en algunas plataformas y dijo que sólo trabajaría con PDVSA si recibía el pago por adelantado y en efectivo.

“*Schlumberger* tiró la toalla”, dice Héctor Navarro, un gerente de producción de PDVSA en el norte de Monagas. Hace algunos meses, Saipem, una subsidiaria de servicios del gigante energético italiano Eni SpA, retiró sus plataformas del norte de Monagas y despidió unos 300 trabajadores, según el sindicato nacional FUTPV. El director general de finanzas de *Saipem* les dijo a los inversionistas en julio que la empresa había “reducido casi a cero nuestra exposición operacional a Venezuela”.

*Halliburton* sólo perforará este año en los proyectos de PDVSA cuando la empresa estatal esté asociada con un accionista extranjero y tenga una mayor probabilidad de recibir su pago, según el testimonio de dos ingenieros de la empresa.

“Esas firmas extranjeras tienen el conocimiento y el capital que nosotros simplemente no podemos igualar”, señaló Igor Miranda, propietario de *Venecia & Service Co.*, la mayor compañía de servicios petroleros de Punta de Mata. “La situación es crítica”.

*Schlumberger* y *Halliburton* declinaron referirse a la situación de sus operaciones en el país. El presidente de PDVSA, Eulogio del Pino, dijo que la empresa está invirtiendo para reducir las quemaduras de gas y tratando de que empresas más pequeñas se hagan cargo de los yacimientos maduros. El ejecutivo añadió que la producción de crudo y otros líquidos ascenderá a los 2.7 millones de barriles al día a fin de año, un descenso de 2% respecto del promedio de 2015.

En los años 90, Punta de Mata era una ciudad pujante repleta de profesionales del sector petrolero con un campo de golf, canchas de tenis y un aeropuerto en las cercanías con conexiones directas a balnearios del Caribe. El operario de perforadora Luis Centeno cuenta que con la bonificación navideña que recibió en 1998 le alcanzó para comprarse un *Jeep Cherokee*. Hoy, tras las múltiples devaluaciones del bolívar y una inflación galopante, gana 20 dólares al mes al tipo de cambio oficial.

PDVSA trató de revertir la caída en la producción de los yacimientos maduros al redoblar la apuesta por el desarrollo de vastas reservas de crudo extra pesado en el Río Orinoco con la idea de que es más fácil extraer ese petróleo. Otorgó un contrato en septiembre de 3 mil 200 millones de dólares a tres empresas, incluyendo *Schlumberger*, para perforar 480 pozos en la Faja del Orinoco.

Las empresas serán pagadas de cada barril de petróleo que PDVSA venda de esos yacimientos.

Pero es improbable que la nueva ofensiva marque una diferencia importante en los ingresos petroleros de Venezuela, tomando en cuenta el alto costo de procesarlo, dice Bellorin, el analista de IHS.

**Fuente de información:**

<http://lat.wsj.com/articles/SB11045210543746473847404582392910801599988?tesla=y>

**Pese al intercambio de PDVSA, las limitaciones crediticias de Venezuela permanecen (Fitch)**

El 31 de octubre de 2016, la casa calificadora Fitch Ratings comunicó que el canje de bonos de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), acordado con los inversionistas el 24 de octubre de 2016, reducirá las necesidades de financiamiento a corto plazo en moneda extranjera de Venezuela. Sin embargo, la ausencia de fuentes materiales frescas de financiamiento externo, el deterioro de las dinámicas del sector petrolero, la falta de progreso en los ajustes a las políticas económicas y la tensión política creciente siguen influyendo en el perfil crediticio del soberano, dice.

Esta semana PDVSA llegó a un acuerdo con una parte de sus acreedores que posee 2.8 billones de dólares estadounidenses en bonos que iban a vencerse hasta el cierre de 2017. El acuerdo intercambiará este monto por deuda nueva con pagos anuales hasta 2020. Asimismo, tendrá un valor nominal mayor, cupones mayores y un colateral en forma de participación accionaria de 50% en CITGO.

Las limitaciones de financiamiento externo de Venezuela se mantienen significativas, aunque el acuerdo con los acreedores podría disminuir sus necesidades de financiamiento externo y el soberano no tiene vencimientos de deuda hasta 2018. Una posición de reservas internacionales (12 mil millones de dólares) debilitada, falta de acceso a financiamiento material en divisas (ya que el financiamiento neto por parte de China permanece incierta), y presiones económicas y sociales para mantener o

incrementar la reducción de importaciones son algunos de los retos que enfrenta Venezuela. La brecha en cuanto al financiamiento externo podría mantenerse cercana a 8 mil millones de dólares en 2017, incluso después del canje de PDVSA.

Aunque el precio del petróleo venezolano se ha recuperado en comparación con el primer trimestre de 2016 (1T16), el promedio a la fecha de 33.80 dólares por barril está 25% por debajo del nivel que se registró en 2015. Aunque Fitch prevé precios promedio del Brent de 45 dólares por barril en 2017 y de 55 dólares por barril en 2018, respectivamente, la caída en la producción podría significar un tope a los beneficios de la recuperación de los precios. Después de una reducción de 120 mil barriles por día en mayo los niveles de producción de petróleo de Venezuela se mantienen a la baja; en septiembre tuvo un declive de 12% con respecto al mismo mes del año anterior.

La dirección de las políticas de Venezuela continúa incierta ya que el ministro Pérez Abad, que lideró los esfuerzos para reformar el mercado cambiario, fue despedido a comienzos de agosto de este año. Además, las divisiones en el gobierno con respecto al curso que deben tomar las políticas económicas persisten. La ausencia de información oficial sobre crecimiento, inflación y balance de los pagos en 2016 incrementan la incertidumbre sobre la profundidad de la crisis económica que atraviesa el país.

El riesgo de un malestar social es alto. La Asamblea Nacional, que controla la oposición, se ha enfrentado con el gobierno de forma continua. Recientemente la administración Maduro pasó por alto a la Asamblea Nacional para aprobar su presupuesto. El proceso de referendo revocatorio, que impulsa la oposición, se suspendió sin dejar una ruta clara para resolver el estancamiento político actual.

Fitch asigna a Venezuela la calificación ‘CCC’ que refleja un respaldo débil, dependencia alta en los productos básicos, distorsión macroeconómica creciente, transparencia en información oficial reducida e incertidumbre política. El antecedente

de repago fuerte del soberano y su perfil de amortización manejable mitigan cualquier riesgo inminente para servicio de la deuda.

**Fuente de información:**

[http://www.fitchratings.mx/ArchivosHTML/Coment\\_16477.pdf](http://www.fitchratings.mx/ArchivosHTML/Coment_16477.pdf)

**La producción de crudo de la OPEP seguirá al alza en noviembre (WSJ)**

El 10 de noviembre de 2016, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) publicó la nota “La producción de crudo de la OPEP seguirá al alza en noviembre”. A continuación se presenta la información.

La producción de crudo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) aumentó hasta máximos históricos en octubre y se espera que continúe en esos niveles en noviembre, indicó la Agencia Internacional de Energía (AIE), que destacó las dificultades a las que se enfrentará el grupo de cara a alcanzar un acuerdo definitivo para recortar su producción en la reunión que mantendrá a finales de este mes.

En septiembre, la OPEP llegó a un principio de acuerdo en Argelia para reducir la cantidad de petróleo que bombea hasta 2% para hacer frente al exceso de oferta mundial que existe en el sector con el fin de impulsar los precios. Sin embargo, desde entonces, los miembros del grupo no han podido ponerse de acuerdo sobre cuánta producción recortará cada país, y las conversaciones preparatorias que mantuvieron recientemente en Viena concluyeron sin un consenso.

En su informe mensual sobre el mercado petrolero, la AIE dijo que la producción de crudo de la OPEP aumentó en 230 mil barriles al día hasta alcanzar un máximo de 33.83 millones de barriles diarios en octubre, muy por encima del rango de producción propuesto. Este nivel de producción supone que el grupo tendrá que recortar entre

830 mil barriles y 1.33 millones de barriles diarios para poder alcanzar el techo de producción propuesto en Argelia.

“No podemos prever el resultado de la reunión del 30 de noviembre, pero podemos ver la magnitud de la tarea que les espera”, indicó la AIE, que asesora a las naciones industrializadas en materia de política energética.

La producción de petróleo de la OPEP se incrementó por quinto mes consecutivo en octubre al recuperarse la producción en Nigeria y Libia, y al aumentar la de Irak hasta un máximo histórico de 4.59 millones de barriles diarios.

A esto se suma que otros productores que no pertenecen a la organización, como Rusia, Brasil, Canadá y Kazajistán, también están incrementando la cantidad de crudo que producen, indicó la AIE, lo que dificulta a la OPEP lograr su objetivo de recortar la producción.

“Esto significa que 2017 podría ser otro año de imparable crecimiento de la oferta mundial similar a lo vivido en 2016”, explicó la AIE.

Por otro lado, la agencia mantuvo sin cambios su previsión de crecimiento de la demanda mundial de crudo para este año y el próximo en 1.2 millones de barriles al día dado que la actividad ha sido tenue, pese a que los precios del crudo llevan más de dos años descendiendo.

El desplome de los precios desde más de 100 dólares por barril a mediados de 2014 hasta los niveles actuales inferiores a 50 dólares ha afectado al sector petrolero, obligando a las compañías a recortar gastos y empleos, y perjudicando a las economías de los miembros de la OPEP, especialmente Venezuela, que dependen de los ingresos procedentes del crudo.

**Fuente de información:**

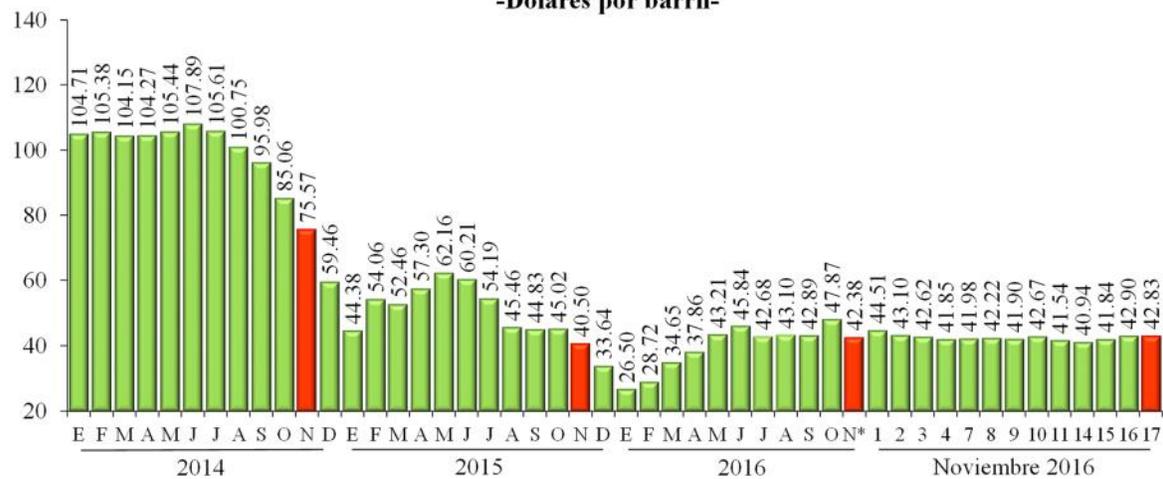
<http://lat.wsj.com/articles/SB11118018393189943792004582428350851278184?tesla=y>

### **Canasta de crudos de la OPEP**

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que se integra por los siguientes países: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar y Venezuela, informó el 12 de marzo de 2014 la nueva canasta de crudos de referencia de la OPEP, que se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, al 28 de abril de 2016, se dio a conocer la nueva canasta de referencia de la OPEP que incluye los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Minas (Indonesia), Iran Heavy (República Islámica de Irán), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libia), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Saudi Arabia), Murban (Emiratos Árabes Unidos) y Merey (Venezuela).

En este marco, del 1º al 17 de noviembre de 2016, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 42.38 dólares por barril (d/b), cifra 11.47% inferior con relación a octubre de 2016 (47.87 d/b), mayor en 25.98% con respecto a diciembre pasado (33.64 d/b) y mayor en 4.64% si se le compara con el promedio de noviembre de 2015 (40.50 d/b).

**PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP  
-Dólares por barril-**



\* Promedio al día 17 de noviembre.  
FUENTE: OPEP.

**Fuente de información:**

[http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/40.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm)