



PEMEX Panorama

Marzo 2011



PEMEX®

Advertencia respecto a proyecciones a futuro

Esta presentación contiene proyecciones a futuro. También se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Securities and Exchange Commission (SEC), en nuestro reporte anual, en circulares de ofertas y prospectos, en declaraciones a la prensa y en otro tipo de materiales escritos así como en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados.

Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- actividades de exploración y producción,
- actividades de importación y exportación,
- proyecciones de inversión y otros costos,
- objetivos, ingresos, liquidez, etc.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:

- cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural,
- efectos causados por nuestra competencia,
- limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos,
- eventos políticos o económicos en México,
- desempeño del sector energético, y cambios en la regulación.

Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no tenemos obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada en la SEC (www.sec.gov) y el prospecto de PEMEX registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

Nota precautoria

Las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2009 son consistentes con los comentarios de las empresas de ingeniería independientes que certifican las reservas. Sin embargo, de conformidad con el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos se encuentra en proceso de revisión de los reportes de reservas, para que posteriormente la Secretaría de Energía, en base a la información de la referida Comisión, dé a conocer las reservas de hidrocarburos del país. Es posible que se presenten diferencias con respecto a las cifras de reservas probables y posibles, en particular en la región asociada al Paleocanal de Chicontepec.

Al 1 de enero de 2010, la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que, en los registros ante la SEC de empresas de crudo y gas, se revelen no sólo reservas probadas, sino también reservas probables y posibles. Adicionalmente, las reservas probables y posibles presentadas en este documento no necesariamente concuerdan con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente las revelaciones en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Bancaria y de Valores, disponibles en la sección de Relación con Inversionistas de www.pemex.com.

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

El EBITDA, o el ingreso antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, es una medida no contemplada en las Normas de Información Financiera en México emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera.

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA, de 2002 a 2007, se han realizado considerando los siguientes tipos de cambio, correspondientes a cada año: 2003, 11.23; 2004, 11.26; 2005, 10.77; 2006, 10.88; y 2007, 10.86 pesos por U.S.\$ de los EUA. Adicionalmente, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA para el estado de situación financiera se han realizado utilizando los siguientes tipos de cambio promedio: 2008, 11.18; 2009, 13.52; y 3T10, 12.80 pesos por U.S.\$, sino se indica lo contrario. Finalmente las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EUA para el balance general se han realizado utilizando el tipo de cambio prevaleciente al 30 de septiembre de 2010 de 12.50 pesos por U.S.\$. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los EUA al tipo de cambio utilizado.

Sino se especifica lo contrario, para efecto de análisis las variaciones, anuales o acumuladas, se realizan contra el mismo periodo del año anterior.

Contenido

Estrategia

Reservas de hidrocarburos

Exploración y producción

Organismos industriales

Principales aspectos financieros

Consideraciones clave para inversión

Contexto

- Operar bajo un mandato enfocado a la creación de valor.
- El nuevo marco legal de PEMEX, servirá de transición hacia un modelo corporativo de negocios.
- Acceso a un nivel considerable de recursos prospectivos y reservas 3P.
- Único productor de petróleo crudo, gas natural y productos refinados en Mexico.
- Cercanía y vinculación a uno de los mercados más profundos y dinámicos (USGC).
- Gran experiencia y conocimiento de los campos petroleros en México.
- Alta rentabilidad, poco evidente debido a la transferencia de recursos al Gobierno Federal.
- Portafolio solido de inversiones.

Metas

- Aumentar la producción: en los próximos dos años de 2,557 Mbd a 2,650-2,750 Mbd.
- Alcanzar una tasa de restitución de reservas 1P del 100% a partir de 2012.
- Tres rondas de licitaciones de Contratos de Desempeño en 2011.
- Operaciones Rentables de los negocios industriales para 2012.
- Producción proveniente de nuevos descubrimientos a partir de 2013.
- Producción de Gas procedente de aguas profundas en 2015.

Contenido

Estrategia

Reservas de hidrocarburos

Exploración y producción

Organismos industriales

Principales aspectos financieros

Consideraciones clave para inversión

Reservas probadas y recursos prospectivos

Reservas totales por área

Al 31 de diciembre de 2009

MMMbpc

<u>Cuenca</u>	3P ⁽¹⁾	2P ⁽¹⁾	1P ⁽¹⁾
Burgos y Sabinas	0.9	0.6	0.4
Aguas profundas	0.6	0.2	0.1
Sureste	23.4	17.5	12.6
Tampico-Misantla (ATG)	18.5	9.7	0.8
Veracruz	0.2	0.2	0.2
Total⁽²⁾	43.1	28.2	14.0
Equivalente a (años de producción) ⁽²⁾	31.3	20.5	10.2

Recursos prospectivos

<u>Cuenca</u>	MMMbpc
Burgos	3.0
Aguas profundas en el G. de México	29.5
Sabinas	0.3
Sureste	15.0
Tampico-Misantla (ATG)	1.7
Veracruz	0.7
Plataforma de Yucatán	0.3
Total⁽¹⁾	50.5

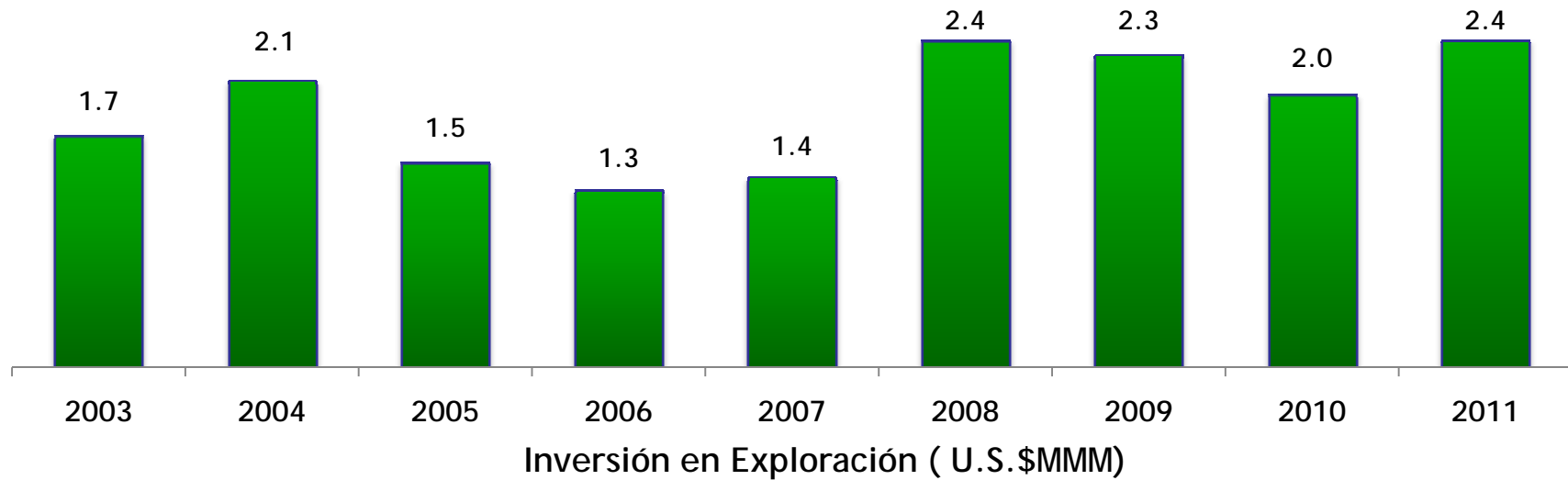
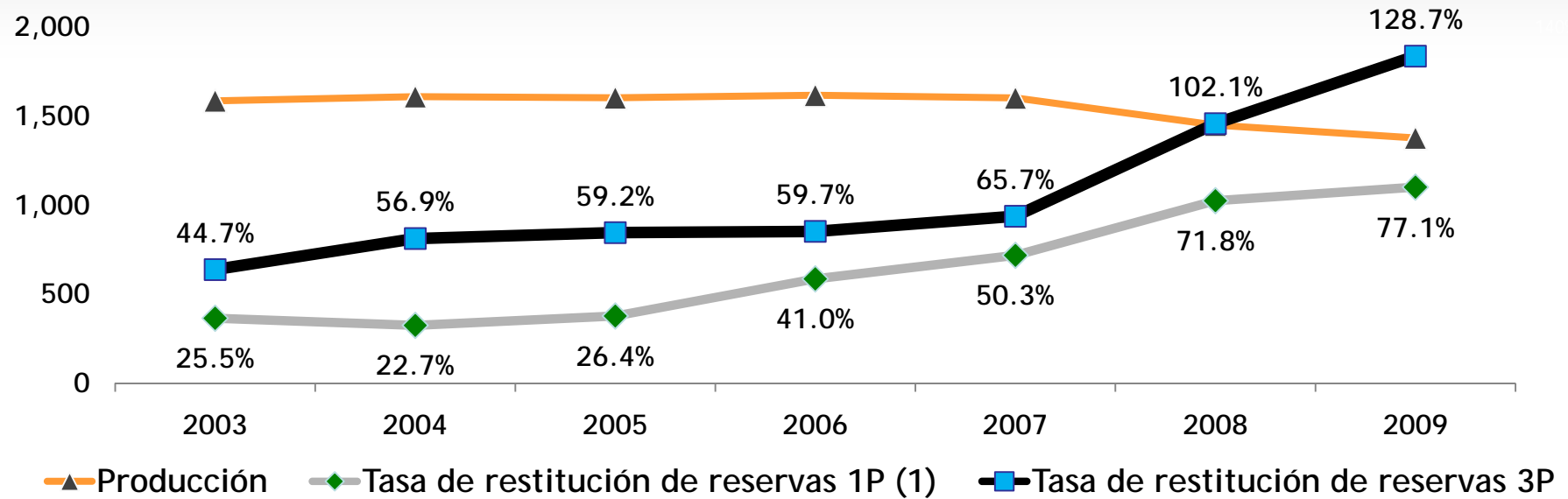


(1) "3P" se refiere a la suma de las reservas probadas, probables y posibles; "2P" se refiere a la suma de las reservas probadas y probables; y "1P" se refiere a las reservas probadas.

(2) Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tendencia histórica de la tasa de restitución de reservas

MMbpce



(1) Incluye delimitaciones, desarrollos y revisiones.

Contenido

Estrategia

Reservas de hidrocarburos

Exploración y producción

Organismos industriales

Principales aspectos financieros

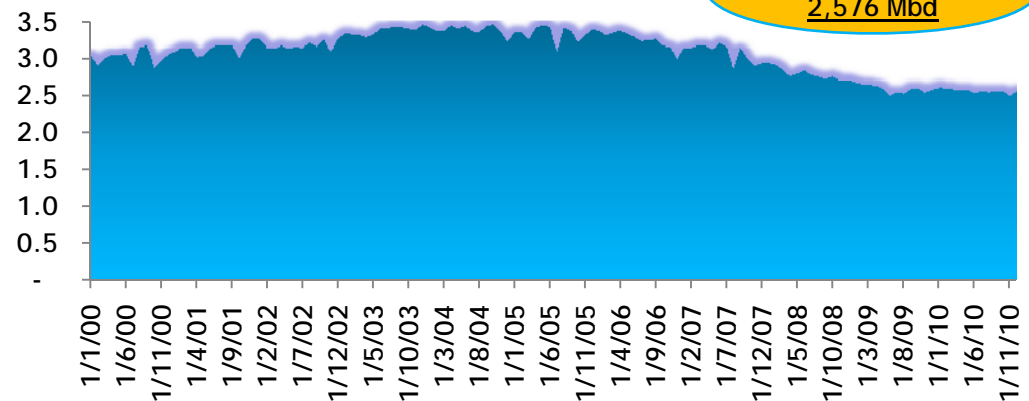
Consideraciones clave para inversión

La producción de PEMEX y Cantarell se ha estabilizado

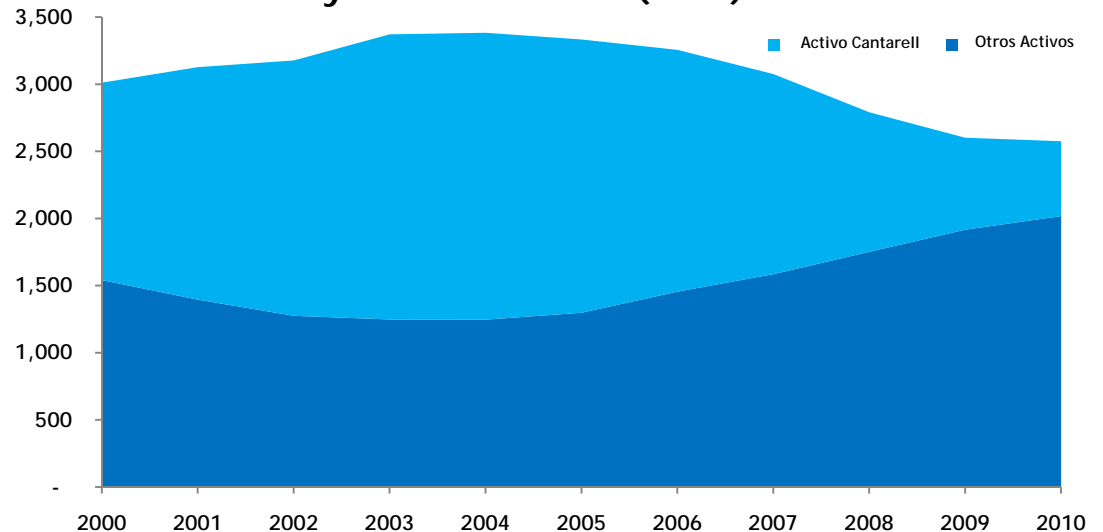
- ✓ La producción se ha estabilizado y las fluctuaciones en producción se han debido principalmente a mantenimiento y a condiciones meteorológicas.
- ✓ El factor promedio de recuperación de la industria es 45%. En Cantarell, se ha observado un 48%.
- ✓ La producción de Cantarell representó el 63% en 2003-2004 de la producción nacional total. En 2010 sólo representó el 21.7%.

Producción Mensual de Petróleo Crudo (Mbd)

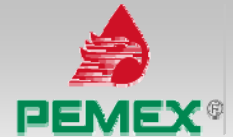
Enero 2000 - Diciembre 2010



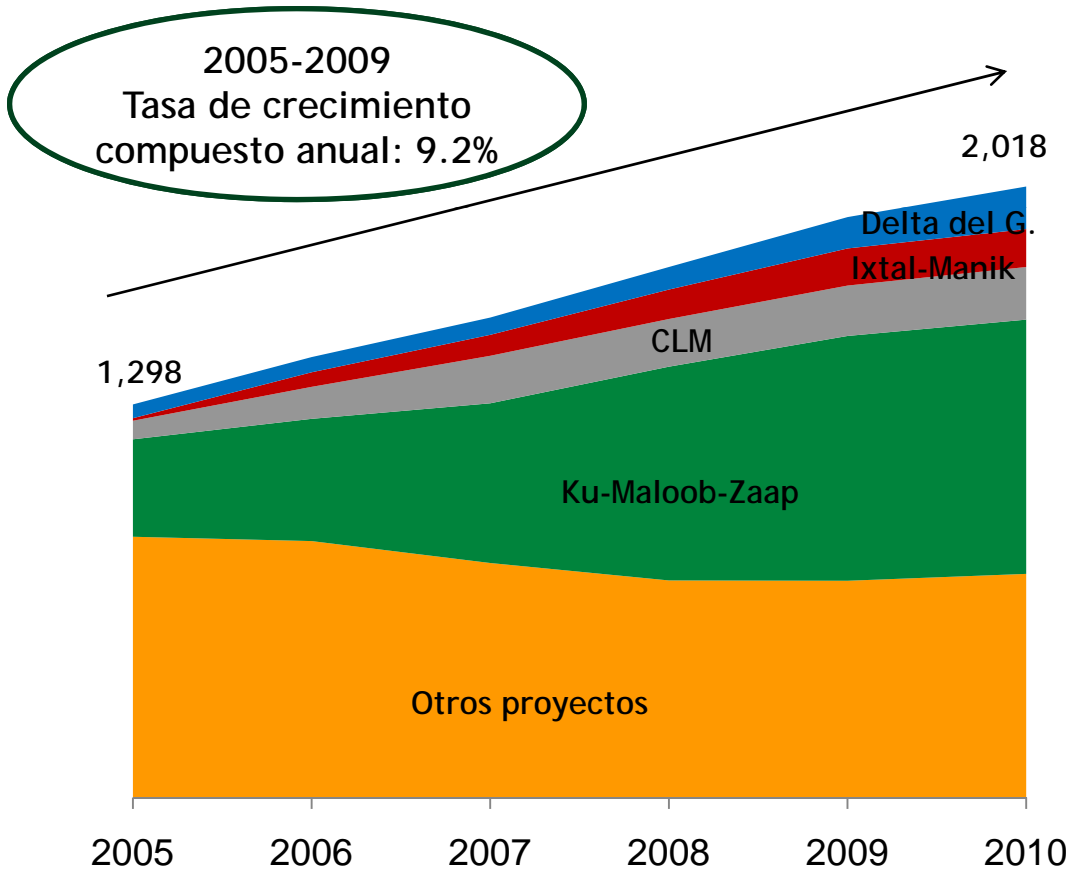
Cantarell y Otros Activos (Mbd)



Contribución a la producción por proyecto sin considerar Cantarell



México sin Cantarell (Mbd)

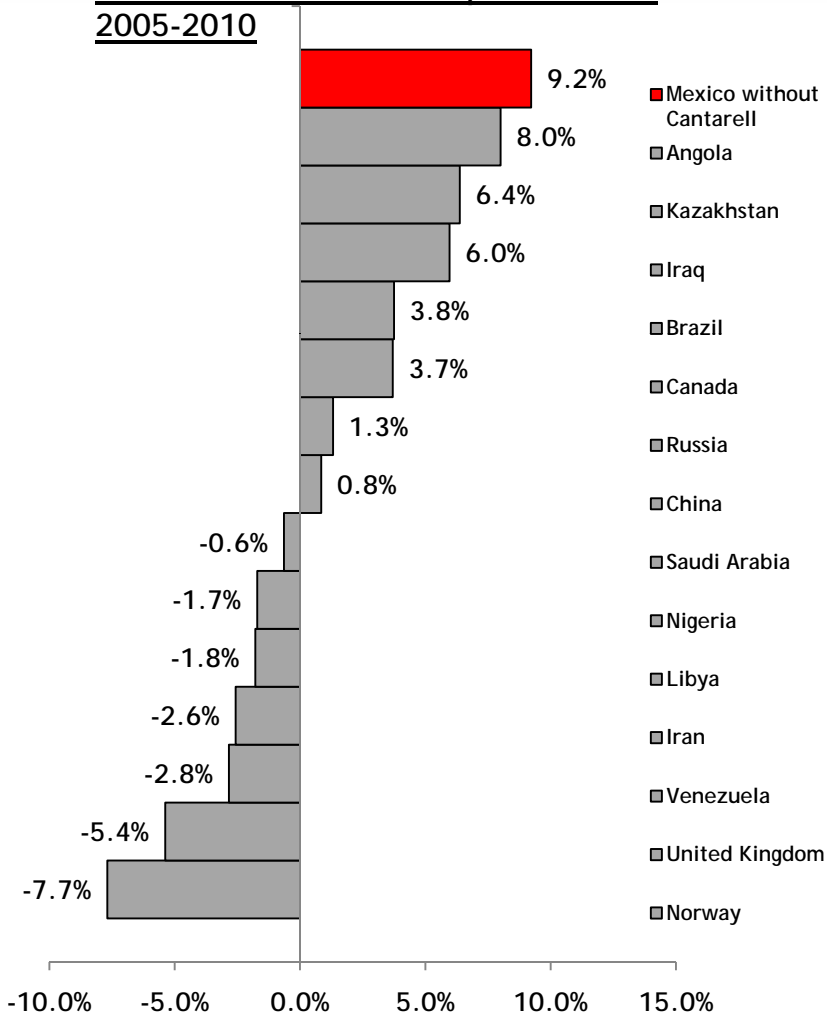


- ◆ Los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Ixtal-Manik y Delta del Grijalva han contrareestado la disminución en la producción de Cantarell.
- ◆ En Delta del Grijalva se incrementó la producción de 45 Mbd en 2005 a 141 Mbd en 2010.
- ◆ De igual manera, Ixtal-Manik incrementó la producción de 9 Mbd en 2005 a 125 Mbd en 2010.
- ◆ El crecimiento promedio en inversión en proyectos (CAPEX) de 2005 a 2010 fue de 14%, lo cual ayudó a Pemex a alcanzar el mayor crecimiento en producción de crudo en la historia, excluyendo Cantarell.

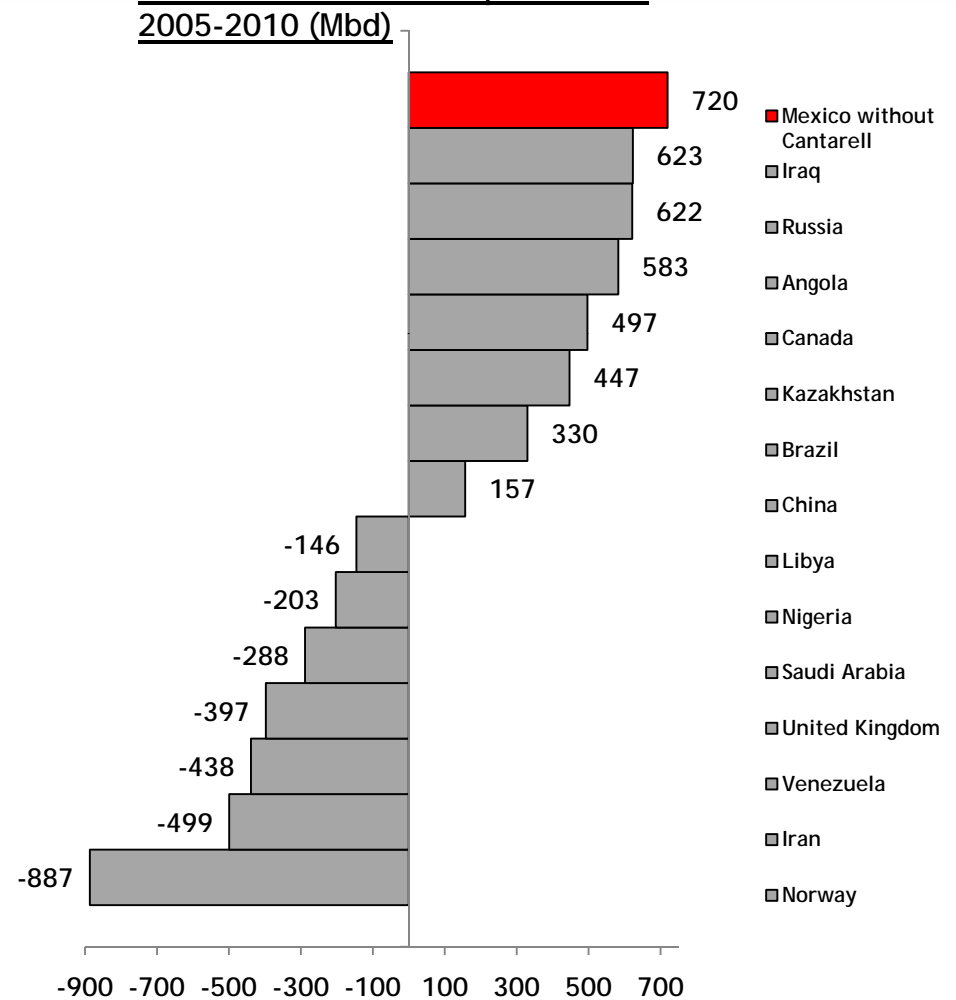
Sin Cantarell, el crecimiento en la producción de petróleo en México, supera los niveles de importantes productores de crudo en el mundo.



Tasa de crecimiento compuesto anual 2005-2010



Barriles incrementales producidos 2005-2010 (Mbd)



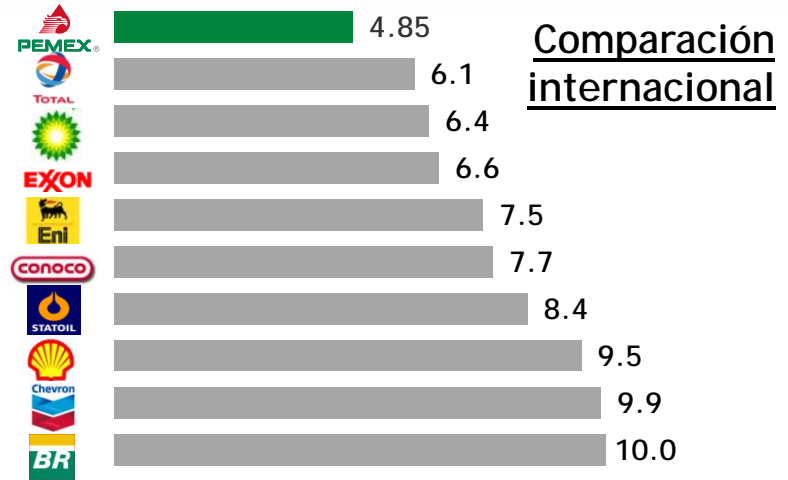
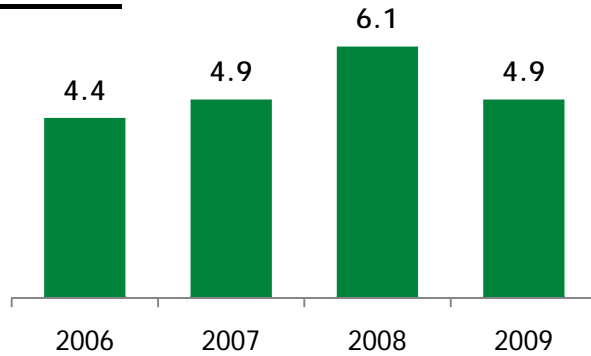
Fuente: Purvin & Gertz.

Nota: El crecimiento anual compuesto de 2005-2010 es -5.8%.

Comparación de costos de exploración y producción.

Costo de producción (USD @ 2009 /boe)

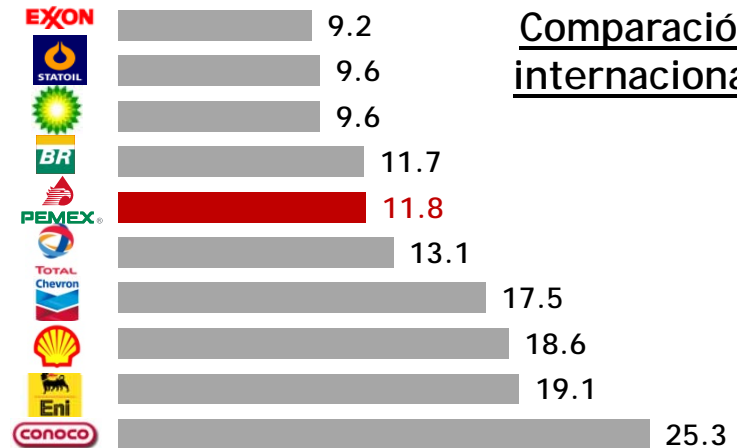
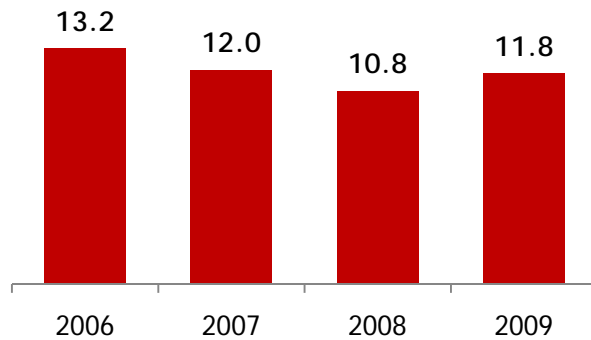
PEMEX



Comparación internacional

Descubrimiento & Desarrollo (USD @ 2009 /boe)

PEMEX

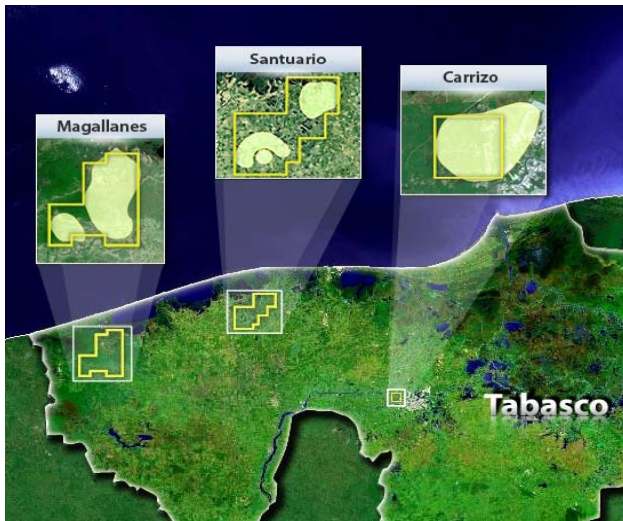


Comparación internacional

Primera Ronda: Campos maduros en la región sur



- En la región sur del país, Pemex ha identificado cerca de 40 campos maduros con alto potencial de recuperación. Estos campos representan reservas de aproximadamente 420 Mmbpce y pudieran ser agrupados en 8 bloques.



Otras opciones de contratos de servicio

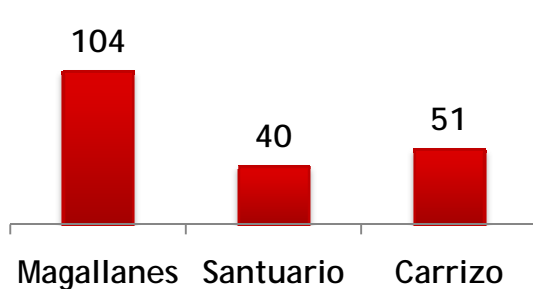
- Para la evaluación de estos campos se tomó en cuenta lo siguiente: reservas, infraestructura, sitios potenciales de perforación, etc.
- PEMEX ha documentado tres de los 8 bloques.



- 6 campos petroleros agrupados en 3 bloques (superficie promedio de 312 km² ó 120 mi²), con reservas 3P de 195 Mmbpce
- Los cuartos de información (data rooms) de estos bloques, han estado en operación desde el 24 de noviembre de 2010.

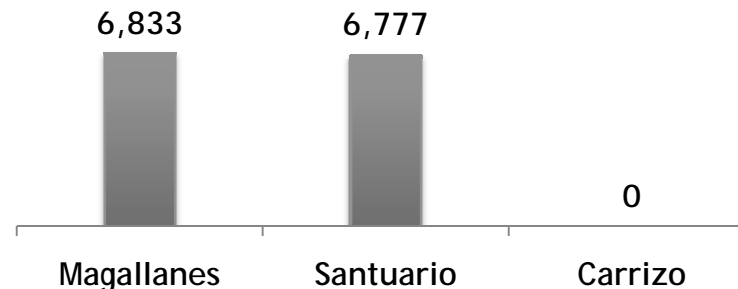
Reservas 3P (MMboe)

Total 195



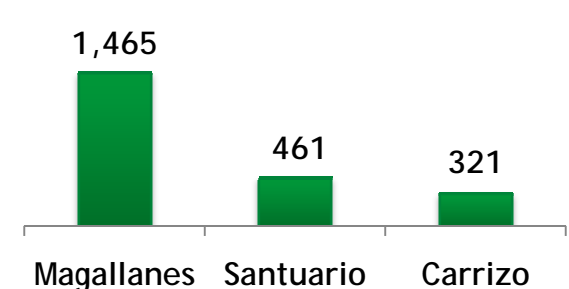
Producción actual (bd)

Total 13,610

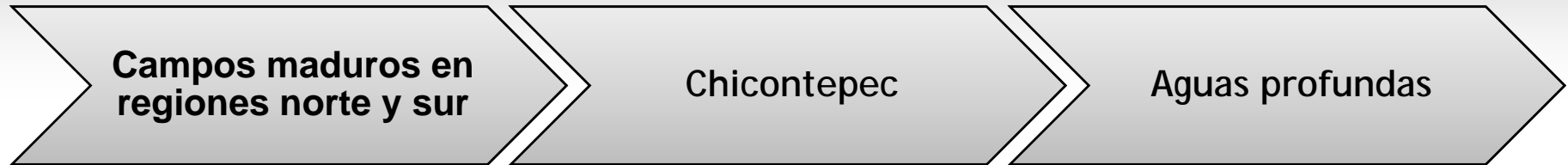


Volumen original (MMboe)

Total 2,247



Estrategia de Ejecución



Incrementar la capacidad de ejecución

Primera ronda: marzo-julio 2011

- Reactivación de campos que cuentan con recursos considerables.
- Atención a aspectos tecnológicos, operacionales y gerenciales rezagados desde 1970.
- Enorme potencial para incrementar el factor de recuperación.
- Recursos que requieren mayor capacidad de ejecución y el desarrollo de soluciones tecnológicas específicas.
- El 56% de reservas probables y 58% de reservas posibles están ubicadas en Chicontepec.
- Una importante proporción de la plataforma de producción de largo plazo se encuentra concentrada en aguas profundas.
- Periodo de madurez de largo plazo; la producción se obtiene en un lapso no menor a 7 años.

Programa de ejecución estratégico de gran alcance, alineado con el modelo de negocios

Aguas Profundas



- De 2004 a 2010 se han perforado 15 pozos de exploración en aguas profundas. Cinco están produciendo hidrocarburos y han permitido incorporar reservas de más de 540 Mmboe.

Pozos	Reservas incorporadas
Nab-1	33
Noxal-1	89
Lakach-1	260
Lalail-1	139
Leek-1	22

- De 2002 a 2010 se han realizado estudios de sísmica 3D en más de 65,000 km², y aproximadamente 45,000 km² de 2D en aguas profundas del Golfo de México. La búsqueda de nuevos campos de hidrocarburos ha fortalecido el portafolio de exploración.
- Personal de PEMEX ha participado en convenios de colaboración relacionados a operaciones en aguas profundas con Shell, BP, Petrobras, Intec, Heerema, Pegasus, etc.
- Durante 2011 la plataforma bicentenario, con capacidad máxima de 10,000 pies, estará perforando a profundidades de entre 940 y 2,933 metros.
- Durante 2011 se espera incorporar reservas de hidrocarburos ubicadas en tirante de agua mayores a 500 m.

Contenido



Estrategia

Reservas de hidrocarburos

Exploración y producción

Organismos industriales

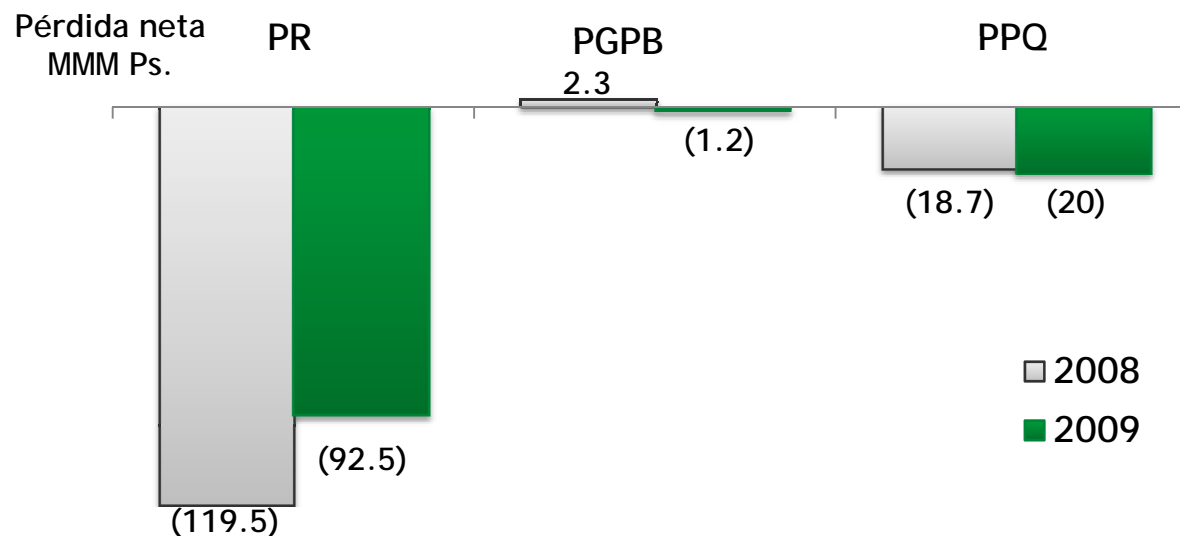
Principales aspectos financieros

Consideraciones clave para inversión

Desempeño de organismos industriales brechas por reducir...



2008	Indicador	PEMEX Refinación	Referencia	Diferencia
	Índice de intensidad energética	134.6	95.1 ⁽¹⁾	140 %
	Rendimiento de destilados(%)	66.9	75.3 ⁽²⁾	-8.4 %
	Tiempo de inactividad no planificado(%)	3.1	1.0	310 %



1/ Fuente: Solomon 2008, average RSC III.

2/ USA average gross margin in 2008.

Confiabilidad operacional del SNR

- Programa de mejora de desempeño operativo (MDO) para incrementar la confiabilidad operacional y revertir los resultados negativos del SNR.
- Se estima obtener un incremento en el margen variable de refinación de entre U.S.\$2.0 y U.S.\$2.5 por barril en los próximos 30 meses.
- La ejecución del programa se hará por etapas (i) Madero y Salina Cruz, (ii) Cadereyta y Tula, y (iii) Minatitlán y Salamanca.

Mejora de desempeño operativo (MDO)

- Mejora en rendimientos de destilados
- Mejora en consumo y uso de energía (índice e intensidad energética)
- Aumento de la confiabilidad operacional
- Mejora en programación y planeación de plantas
- Eliminación de trámites redundantes y simplificación en procesos relevantes
- Implementación de mecanismos de coordinación operativa y logística con el resto de las áreas

Reconfiguración de Minatitlán

- Durante 2010 inició el arranque del primer bloque de plantas asociadas a la reconfiguración de Minatitlán.
- El arranque del segundo bloque de plantas se tiene programada en marzo de 2011 y la operación ya completa durante el segundo trimestre de 2011.

Calidad del gas

- Control de la concentración de N_2 en el gas a proceso
- Modificación de la planta criogénica II Ciudad Pemex
- Control del contenido de licuables mediante plantas de control de licuables en el Activo Integral Veracruz
- Monitoreo y seguimiento a los parámetros de calidad

Cadenas rentables

- Optimización de la línea de aromáticos.
- Reinicio de operación de la planta de acrilonitrilo en el Complejo Morelos mediante importación de propileno grado polímero.

Contenido



Estrategia

Reservas de hidrocarburos


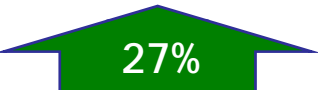
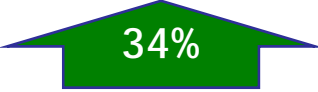

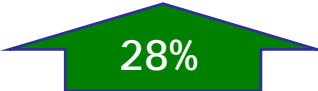
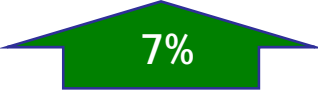
Exploración y producción

Organismos industriales

Principales aspectos financieros

Consideraciones clave para inversión

Principales aspectos financieros

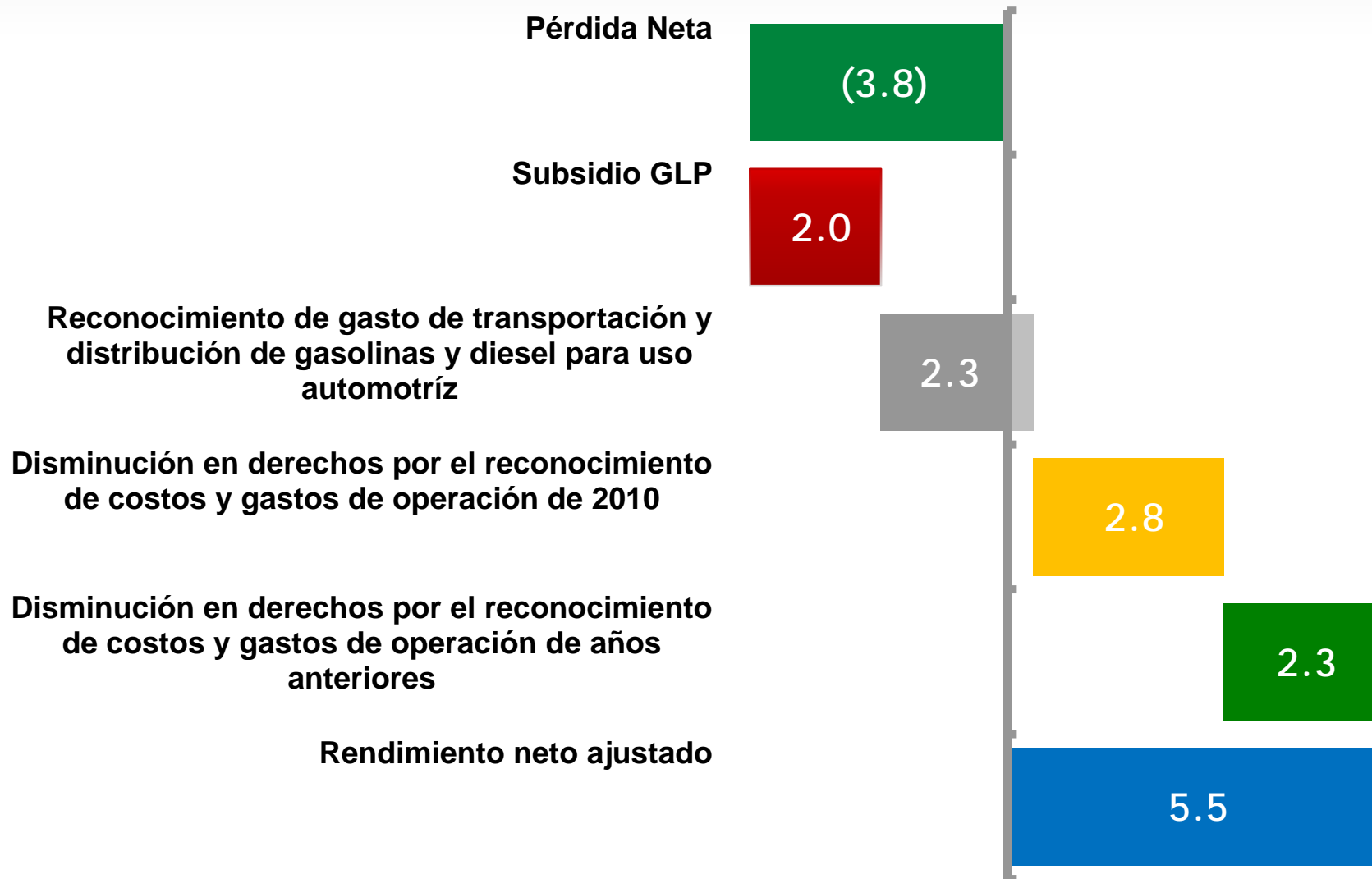
	<u>Miles de Millones de pesos</u>		Cambio	<u>Billones de dólares</u>
	2009 Ene.-Dic.	2010 Ene.-Dic.		2010 Ene.-Dic.
Ingresos totales por ventas y servicios	1,089	1,282	192 	103
Rendimiento de Operación	428	546	117 	44
Rendimiento antes de impuestos y derechos	452	607	155 	49
Pérdida neta	(95)	(47)	47 	(3.8)
Ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización	650	829	180 	67
EBITDA⁽¹⁾			Cambio	
Flujos de actividades de operación antes de impuestos y servicios	691	739	47 	60

(1) Earnings before interests, taxes, depreciation and amortization. No incluye IEPS.

Rendimiento Neto Ajustado 2010

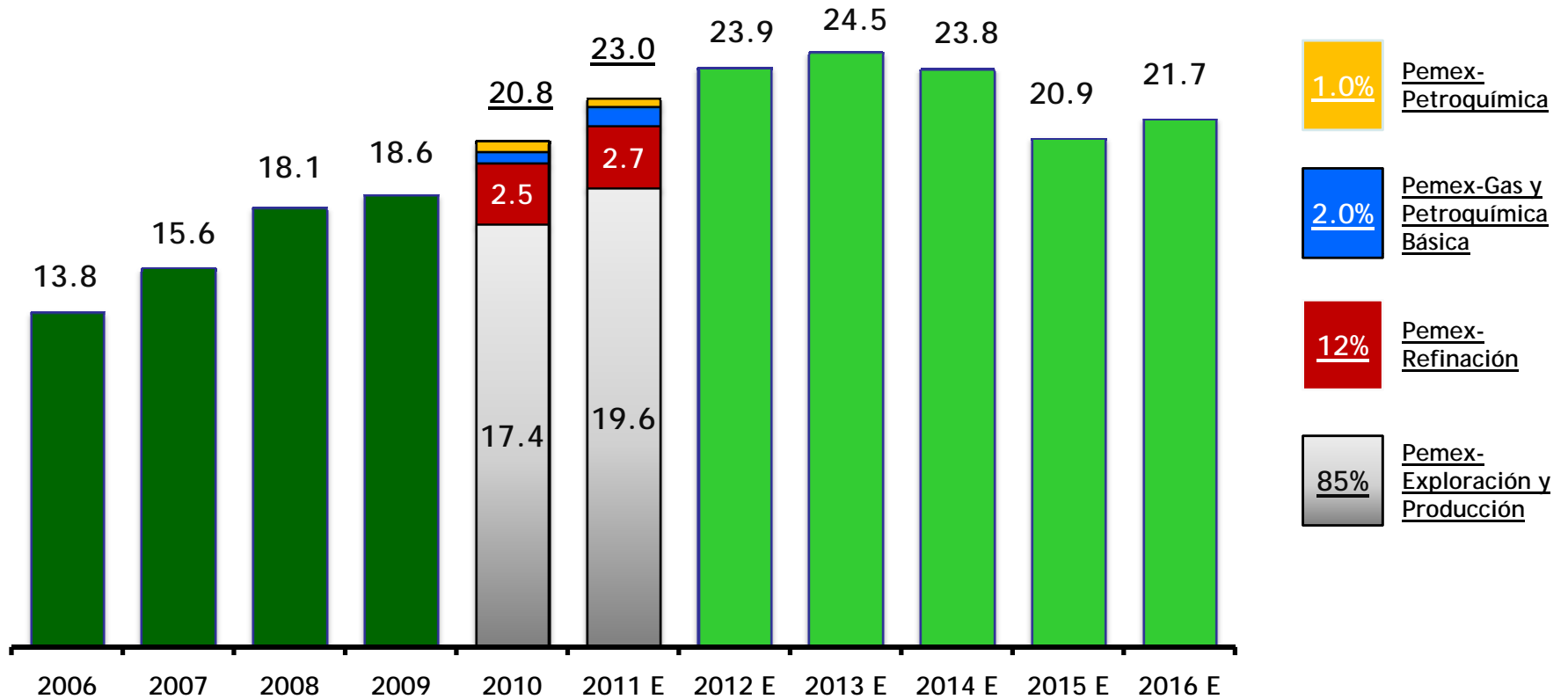


Billones de U.S.\$



Inversiones (1)(2)(3)

(U.S.\$ billones)

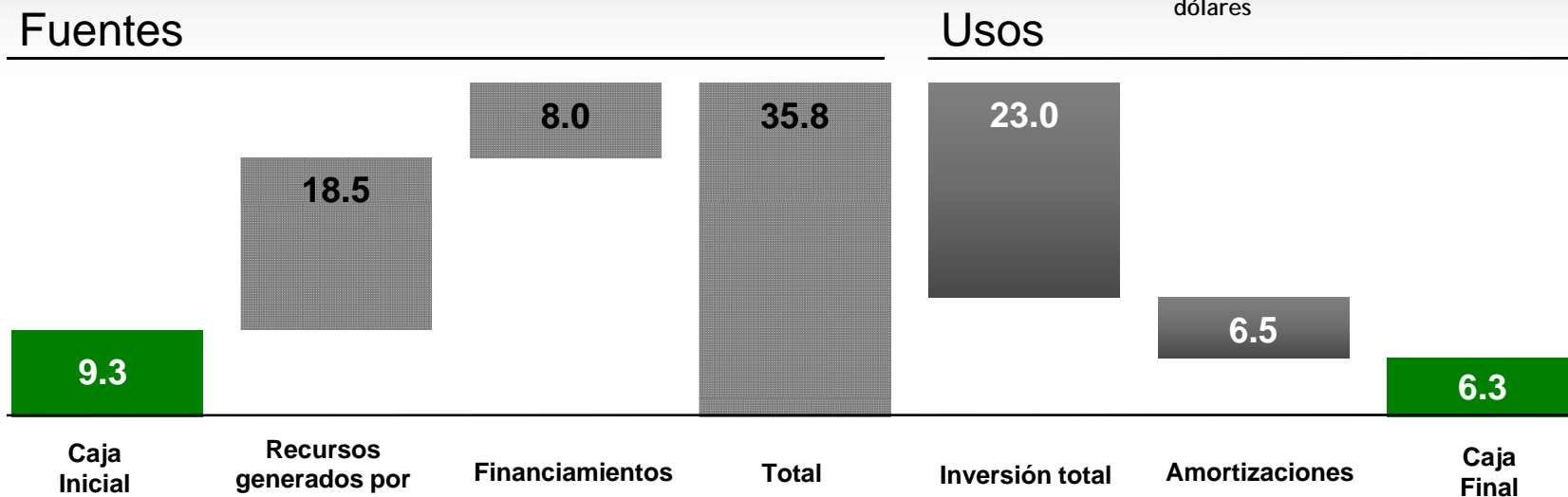


- (1) Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
- (2) Considera gasto de mantenimiento de E&P
- (3) Cifras nominales. La cifra en dólares de 2011, se convirtió a Ps. 12.4378 por dólar.
- (4) "E" significa estimado

Usos y fuentes esperados en 2011

(Miles de millones de dólares)

Precio Promedio: 81.49 usd/bl
 Tipo de cambio: 12.4378 \$/USD
 Producción: 2,550 mbd
 Endeudamiento Neto: 1.5 miles de millones de dólares



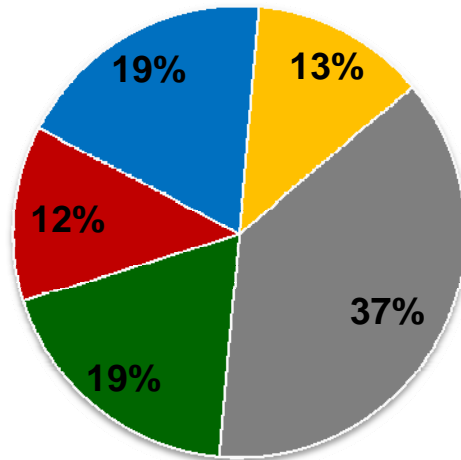
Cifras estimadas
 La sumas podrían no coincidir debido al redondeo

- El Consejo de Administración de PEMEX autorizó un endeudamiento neto total máximo de U.S.\$3.5 miles de millones y un techo de captación de deuda por U.S.\$10.0 miles de millones.
- No obstante, dada la generación de flujo de operación y los balances de efectivo existentes, el monto esperado de deuda a recaudar en 2011 es de alrededor de U.S.\$8.0 miles de millones. En consecuencia, el endeudamiento neto se espera esté por debajo de U.S.\$1.5 miles de millones.
- Para su programa de financiamientos 2011, PEMEX pretende realizar solamente una emisión en dólares y un número reducido de transacciones en otras monedas, dependiendo de las condiciones que se observen en los mercados.

Programa de financiamientos 2011

Programa de Financiamientos 2011E

100% = 8.0 miles de millones de Dólares



- Mercados Internacionales
- Mercados Nacionales
- Créditos Bancarios
- ECAs
- Otros

Fuente	Monto (USD \$MMM)
Mercados Internacionales	3.0
<i>Dólares</i>	2.0
<i>Otros Mercados / divisas</i>	1.0
Mercado Nacional	1.5
<i>CEBURES</i>	1.5
Créditos Bancarios	1.0
Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs)	1.5
Otros	1.0
<i>Financiamiento a Contratistas</i>	1.0
TOTAL	8.0



Relación con inversionistas
(+52 55) 1944 - 9700
ri@pemex.com

www.pemex.com

Contenido

Estrategia

Reservas de hidrocarburos

Exploración y producción

Organismos industriales

Principales aspectos financieros

Consideraciones clave para inversión

Consideraciones clave de inversión

- La producción se ha estabilizado por encima de 2.5 MMbd con potencial al alza
- La tasa de incorporación de reservas es para 2012 será del 100%
- Marco regulatorio mejorado que permitirá a PEMEX la transición hacia un modelo corporativo de negocios.
- Primera ronda de Contratos de Desempeño en 2011
- Operaciones rentables de los Organismos industriales a partir de 2012
- Necesidades de financiamiento moderados para 2011 y 2012