

La nueva alternativa en calificación de valores.

Contactos

Felix Boni
Director de Análisis
E-mail: felix.boni@hrratings.com

Paulina Dehesa
Analista Junior
E-mail: paulina.dehesa@hrratings.com

Francisco Guzmán
Director de Deuda Corporativa
E-mail: francisco.guzman@hrratings.com

Gabriela Simón
Analista Junior
E-mail: gabriela.simon@hrratings.com

Calificaciones

Pemex HR AAA

La calificación que determina HR Ratings de México S.A. de C.V., para Petróleos Mexicanos es de HR AAA con perspectiva estable; la cual significa que el emisor o emisión con esta calificación se considera de la más alta calidad crediticia, ofreciendo gran seguridad para el pago oportuno de las obligaciones de deuda. Mantienen mínimo riesgo crediticio.

HR Ratings de México, S.A. de C.V., asignó la calificación de “HR AAA” de largo plazo para Petróleos Mexicanos (Pemex).

La calificación de HR AAA se basa en el supuesto de que si bien el gobierno mexicano no avala formalmente la deuda de Pemex, por su importancia en las finanzas públicas, tiene un incentivo estratégico para mantener un Pemex financieramente solvente, produciendo así un sólido aval implícito. Debido a su régimen fiscal, el flujo interno de Pemex después de inversiones es negativo o nulo. Sin embargo, el aval implícito por parte del Gobierno Federal equipara su riesgo de refinanciamiento al de éste último y sustenta nuestra calificación.

Los principales elementos de nuestra calificación son los siguientes:

- Pemex es el tercer productor de crudo en el mundo y la décimo primera compañía integrada a nivel mundial. En México es el único productor de crudo, gas natural y productos petrolíferos, y representa la fuente más importante de ingresos del Gobierno Federal.
- Un elemento importante en nuestro análisis es el supuesto de que el CAPEX de Pemex seguiría creciendo en el periodo 2010-2012.
- En noviembre de 2008 fue aprobada la Reforma Energética con el fin de fortalecer a Pemex.
- La economía mexicana depende del buen funcionamiento de Pemex como proveedor de productos petroleros, reforzando su importancia para el Gobierno Federal.
- Excluyendo el efecto de un régimen impositivo oneroso, Pemex muestra un buen nivel de rentabilidad.
- Existe la posibilidad de que Pemex alcance una tasa de restitución de reservas probadas cercana al 100% en los próximos años.
- El Gobierno Federal ha seguido una política fiscal prudente con un nivel de deuda manejable.
- La disminución en las exportaciones netas de Pemex y el incremento en sus inversiones en capital, han reducido el margen de maniobra del Gobierno Federal en el manejo de su política fiscal.

Los supuestos más importantes en la elaboración de los escenarios de la calificación son:

- Nuestro escenario base muestra niveles de retorno sobre capital de Pemex de 32% en promedio para el periodo proyectado de 2010 a 2012.
- En el escenario base consideramos que la producción de crudo anual alcanzaría un promedio de 2,660 miles de barriles diarios (mbd) en el periodo 2010-2012, mientras que en el escenario de estrés, estaría en 2,370mbp.
- En cuanto al balance comercial, en energéticos en el mismo periodo, en el escenario base el saldo es superavitario en US\$10.2 miles de millones en promedio, contra un superávit de US\$4.5 miles de millones en el escenario de estrés.
- Debido a la alta tasa impositiva que se le aplica, el efecto del escenario de estrés para las finanzas de Pemex sería relativamente limitado.

Índice

I. Fundamentos de la Calificación.....	4
I.1. Pemex.....	4
I.2. Reservas Probadas de Pemex.....	5
I.3. Obligaciones Laborales.....	6
I.4. Pemex y el Estado Mexicano.....	6
I.5. Las Finanzas Públicas.....	7
II. Entorno Macroeconómico.....	8
II.1. Las Finanzas Públicas: Sólidas, pero con retos.....	9
II.2. Crecimiento Económico.....	11
II.3. La inflación en México: Estrechando el margen de maniobra.....	13
III. Pemex y la caída en su producción.....	15
IV. Análisis del Sector Externo: el Balance Energético Neto.....	19
V. Pemex: Elementos Generales y Riesgos.....	25
V.1. Descripción del Emisor.....	25
V.2. Riesgos del Emisor.....	26
VI. Pemex: Resultados en 2009.....	27
VI.1. Ventas.....	27
VI.2. Margen EBITDA.....	28
VI.3. Producción de Crudo e Infraestructura.....	31
VI.4. Flujo de Efectivo y Deuda.....	32
VI.5. Capital Contable y el Resultado Neto.....	33
VII. Indicadores Claves: Capacidad de Pago y Rentabilidad.....	34
VII.1. Capacidad de Pago (DSCR).....	34
VII.1.i. DSCR: Nota Metodológica.....	35
VII.2. Rentabilidad.....	36
VII.2.i. ROCE: Nota Metodológica.....	37
VII.3. Impuestos, Derechos, el IEPS y los Otros Ingresos.....	38
VIII. Escenario Base: Evolución y Proyecciones Operativas.....	41
VIII.1. Comentarios Generales.....	41
VIII.2. Ventas de Exportación.....	42
VIII.2.i. Producción y Exportación de Crudo.....	42
VIII.2.ii. Precio del Petróleo: WTI y la mezcla mexicana.....	45
VIII.2.iii. Otros productos de exportación.....	47
VIII.3. Gas Natural: Producción y Ventas.....	48
VIII.4. Las Ventas Internas.....	51
VIII.4.i. Volumen de Ventas.....	51
VIII.4.ii. Precios de Venta.....	53
VIII.4.iii. Producción e Importación.....	56
VIII.5. Márgenes y Utilidad de Operación.....	59
VIII.6. Resultados Financieros.....	61
VIII.7. Tasa de Impuesto Efectiva.....	61
VIII.8. Gastos de Inversión.....	62
VIII.9. Reservas.....	62



Petróleos Mexicanos

Calificación de Largo Plazo

30 Agosto 2010

Calificación Corporativa

HR AAA

La nueva alternativa en calificación de valores.

IX. Proyecciones: Escenario de Estrés.....	65
X. Anexos	70

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

I. Fundamentos de la Calificación

I.1. Pemex

La conclusión de nuestro análisis es que en términos generales, la empresa tiene un retorno atractivo sobre capital empleado. Nuestro indicador de ROCE (en inglés, *Return on Capital Employed*) arroja niveles de rentabilidad del 25.8% en 2009, subiendo a 32% en promedio en nuestras proyecciones del escenario base para los años 2010 a 2012. El mismo indicador produce niveles de ROCE promedio de 49% entre 2006 y 2008.

Nuestro escenario base indica también que si Pemex tuviera una tasa impositiva (basada en la utilidad antes de impuestos y derechos) efectiva del 30%, la empresa no tendría problema para enfrentar, con recursos propios, las obligaciones derivadas de su deuda, incluyendo los intereses y las amortizaciones de los próximos tres años. Sin la utilización de su caja al inicio del año y con la tasa impositiva antes mencionada, nuestro indicador de Razón de Cobertura del Servicio de la Deuda, (DSCR por sus siglas en inglés, *Debt Service Coverage Ratio*), muestra niveles de cobertura de 2.3x, 3.0x y 3.3x para 2010, 2011 y 2012, respectivamente. El incremento en el nivel de cobertura se debe en parte a reducciones en el tamaño de las amortizaciones esperadas. Sin embargo, en el último año del periodo proyectado, las amortizaciones esperadas representarían el 8% de la deuda al inicio del año. Consideramos este nivel aceptable para una empresa que hace un uso intensivo del capital de largo plazo. La relación entre amortizaciones y deuda experimenta una baja en nuestras proyecciones por el incremento en el endeudamiento esperado.

Por otro lado, con las tasas impositivas esperadas de 100% o más, entre 2010 y 2012, sobre la utilidad antes de impuestos y derechos, el DSCR, excluyendo la utilización de la caja, no llega a niveles de 1.0x. Nuestro escenario base arroja un índice de cobertura nulo en 2010 y 2011, y tan sólo de 0.3x en 2012.

Adicionalmente al régimen fiscal aplicable a Pemex, dos temas presentan gran relevancia para sus finanzas: la tasa de restitución de reservas probadas y las obligaciones implícitas en la reserva de beneficios para empleados.

El escenario base y el escenario de estrés, proyectados por HR Ratings de México, presentan niveles de inversión relativamente similares. En ambos escenarios, los montos proyectados consideran las condiciones en las que Pemex se encuentra actualmente.

Por su parte, Pemex considera dos escenarios para el presupuesto de inversión de años futuros. El escenario base de la paraestatal se construye con base en las condiciones vigentes en las que Pemex se desarrolla y supone que la inversión se mantendrá constante en términos

reales. Por su parte el escenario con inversión ampliada, supone mejoras al contexto en el que se desarrolla PEMEX, en tres aspectos importantes: (i) régimen fiscal, (ii) mejor reconocimiento de los costos de logística en las fórmulas de precios y (iii) el reconocimiento del pago del subsidio al gas licuado del petróleo (GLP), es decir, que éste deje de hacerse con cargo a PEMEX.

De esta manera, el escenario de inversión ampliada de Pemex no implica un aumento en el endeudamiento neto para financiar el incremento en la inversión, sino que éste se financia vía los beneficios en (i) régimen fiscal, (ii) fórmulas de precios y (iii) subsidio al GLP. Por lo tanto, ni el escenario base ni el escenario de inversión ampliada de Pemex, afectarían significativamente el nivel de flujo libre de efectivo proyectado.

En nuestras proyecciones, suponemos que el CAPEX de Pemex (como aparece en el estado de flujo de efectivo), tendría un crecimiento anual promedio en pesos nominales de aproximadamente 7.45% en el periodo 2010-2012. El nivel de CAPEX (especialmente al compararlo contra lo reportado antes de 2009) es, quizá, el factor más importante para explicar el incremento estimado por HR Ratings de México en el nivel de endeudamiento de la empresa y los incrementos en los costos financieros. Un menor nivel de CAPEX, contra lo proyectado en este reporte, tendría el efecto de reducir el nivel de deuda al final de nuestro periodo analizado.

Si bien el nivel de endeudamiento está ligado en parte al nivel de CAPEX, también se relaciona con la tasa impositiva efectiva sobre la utilidad antes de impuestos y derechos. Si supusiéramos una tasa de 90%, en lugar de una de 100% como en nuestro escenario base, nuestro modelo indica que el incremento en el nivel de endeudamiento sería nulo. Con este supuesto, las transferencias de Pemex al Gobierno Federal en impuestos y derechos, se reducirían aproximadamente en P\$174Mm, mientras que los intereses devengados se disminuirían en P\$37Mm por el efecto acumulado de menor endeudamiento.

Dentro de nuestros principales supuestos, el nivel de endeudamiento neto de Pemex alcanza los US\$5.3 miles de millones (Mm) por año en nuestro escenario base (P\$216Mm durante el periodo proyectado), mientras que la empresa tiene como objetivo limitar su endeudamiento neto hasta US\$4Mm anuales. En parte, la diferencia entre nuestra proyección y la meta de la paraestatal, podría obedecer a que nuestra estimación no incorpora beneficios fiscales que pudieran alcanzar en el corto y mediano plazo, así como mejoras en el desempeño operativo de la empresa.

1.2. Reservas Probadas de Pemex

En años recientes, la tasa de restitución de las reservas probadas de Pemex ha ido aumentando. Sin embargo, todavía no llega al 100%. Durante 2009, la tasa de restitución fue 77% contra 72% en 2008, debido

en parte a la reducción del 5% en la producción. Con supuestos razonables en cuanto al incremento porcentual en las reservas adicionales, es posible visualizar un nivel de 100% en 2012. En vista del papel central de la industria petrolera para las finanzas públicas de México es importante, tanto para el Gobierno Federal como para Pemex, que los mercados sigan considerando que le es posible llegar a una tasa de restitución cercana al 100% en los próximos años sin sacrificar de manera significativa el nivel de producción.

1.3. Obligaciones Laborales

La reserva de beneficios para empleados es un pasivo en el balance de Pemex que equivale al valor presente neto de sus obligaciones futuras por este concepto. La reserva se construye cargando costos virtuales a resultados. Al cierre de 2009, el valor de la reserva alcanzaba P\$576Mm (Miles de millones), lo que representó un incremento de 16.4% contra el nivel contabilizado al cierre de 2008. Por otro lado, desde 2006, el incremento promedio anual ha sido de 6.9%. Aunque el monto es elevado (contra una deuda de P\$632Mm), el crecimiento no ha sido excesivo.

Por su parte, el costo virtual cargado a resultados en 2009 por P\$105Mm fue menor que los P\$112.6Mm reportados en 2008. En términos absolutos, la disminución se debe a un cambio en la normatividad contable y no a una cuestión estructural. En términos relativos, el costo representó el 9.6% de las ventas en 2009, contra 8.5% en 2008. Este incremento porcentual se debe principalmente a la caída en ingresos, y aunque pensamos que seguiría siendo un monto importante medido en términos de porcentaje de ventas, su impacto deberá bajar en 2010.

Como hemos mencionado, tanto la evolución de la reserva, como los cargos a resultados relacionados con ella, son virtuales. Debido a ello, el desembolso de efectivo que tendría que hacer Pemex para cumplir con las obligaciones laborales cobra gran relevancia. En nuestras proyecciones, incorporamos estimaciones de estos desembolsos, destacando que el cálculo del nivel de la reserva para beneficios laborales que hace Pemex incluye un alto grado de transparencia.

1.4. Pemex y el Estado Mexicano

La importancia estratégica en la relación entre la empresa y el Estado Mexicano hace la diferencia entre los índices de DSCR en caso de tasas impositivas de hasta el 30% y de las proyectadas para Pemex con base en su régimen actual. Específicamente, el Gobierno Federal requiere de los recursos de Pemex debido a sus necesidades de financiamiento, y en la práctica no puede prescindir de ellos. Visto desde una perspectiva consolidada, resulta irrelevante si Pemex traspasa recursos al Gobierno Federal para reducir el endeudamiento de éste y, si en consecuencia, se requiere de un mayor endeudamiento por parte de la paraestatal.

La alternativa sería un menor traspaso de recursos, y, por lo tanto, un menor o nulo endeudamiento por parte de Pemex, pero con un mayor endeudamiento por parte del Gobierno Federal. Al final del día, entendemos al Estado Mexicano como una entidad soberana que controla al Sector Público Federal, que consolida la deuda tanto del Gobierno Federal como de Pemex y de otras entidades. De hecho, consideramos que la deuda de las entidades, que son subsidiarias de la controladora (Sector Público Federal), tiene recurso al Gobierno Federal. Dentro de este enfoque, es relativamente de menor importancia quién es el emisor directo de la deuda.

En vista de la relación entre Pemex y el Estado Mexicano, nuestro análisis también considera las finanzas del Sector Público Federal y como un elemento principal, la capacidad de la economía para fortalecerlas o debilitarlas.

Finalmente, se requiere considerar la aportación del sector energético en la evaluación del papel de la economía mexicana, la cual obviamente afecta directamente a Pemex.

1.5. Las Finanzas Públicas

En términos generales, las finanzas del sector público son sanas, especialmente comparadas con algunos países de la euro-zona. Durante 2009, el déficit total, medido más ampliamente por los requerimientos financieros del Sector Público, fue relativamente bajo de 2.7%. Aún quitando los ingresos extraordinarios, el déficit fue de 5.4%. Por su parte, la deuda medida como el saldo histórico de los requerimientos históricos, representa un moderado 36.1% del PIB.

Durante los primeros cuatro meses del 2010, las finanzas públicas han tenido un desempeño positivo. Excluyendo los ingresos extraordinarios de abril de 2009, estimamos que el Balance Público durante los primeros cuatro meses del año pasado fue deficitario aproximadamente en P\$75,800 millones contra un superávit pequeño de P\$8,540 millones durante el mismo periodo de 2010. La mejora refleja el repunte económico, la mayor recaudación en impuestos debido a alzas en las tasas del ISR y del IVA, mayores ingresos petroleros y un firme control sobre el gasto programable.

Sin embargo, hay que destacar que el costo de la deuda para el Gobierno Federal es aproximadamente de 7.1% y representa un nivel alto en el contexto actual de bajas tasas de interés globales. Pensamos que un factor que explica este costo es el nivel de inflación, el cual representa cierto riesgo para los inversionistas quienes exigen un premio adicional. Este nivel de costos limita un poco la ventaja que México tiene por su reducido nivel de deuda pública.

Otro factor influyente es la dependencia del Gobierno Federal a los ingresos de Pemex, lo que ocasiona que el Sector Público sea vulnerable a cambios en el precio del petróleo. Hasta abril, el Gobierno Federal retuvo el 69% de los ingresos petroleros, los cuales representaron el 28% de los ingresos totales del Gobierno Federal. De acuerdo a nuestras estimaciones, en este periodo los ingresos petroleros retenidos fueron P\$207Mm contra exportaciones petroleras por P\$163Mm.

Para Pemex, esta dependencia implica que el Gobierno Federal tiene la necesidad de mantener la credibilidad en el crédito de la empresa entre el público inversionista, la cual es indispensable para que la paraestatal pueda seguir recibiendo los financiamientos necesarios para su operación y así seguir aportando recursos al Gobierno Federal.

II. Entorno Macroeconómico

El entorno macroeconómico siempre es un factor relevante en la salud financiera de cualquier empresa, pero en el caso de Pemex este factor es más apreciable debido a la importancia estratégica que tiene el propio Pemex para el entorno macroeconómico de México. En este reporte definimos cuatro variables importantes, cada una con una fuerte interrelación con las demás: las finanzas públicas, el crecimiento económico, la inflación y la balanza comercial energética.

En la sección anterior describimos en términos generales la condición de las finanzas públicas y su relación con Pemex. En esta sección entramos en mayor detalle sobre este tema.

La perspectiva para el crecimiento económico de México es importante porque de ésta provienen los recursos necesarios para financiar el gasto público y limitar el posible crecimiento en la deuda pública. Al mismo tiempo, las finanzas públicas sanas permiten tener una carga impositiva baja, la cual a su vez promueve el crecimiento. De esta forma puede existir un círculo virtuoso o vicioso.

La inflación es importante al menos por dos razones. Primero, un nivel de inflación estable promueve la confianza y la inversión, agentes necesarios para el crecimiento. Segundo, el grado de estabilidad en la inflación puede tener un impacto relevante en el nivel de las tasas de interés. El costo del dinero es un elemento sustancial para determinar el tamaño aceptable de la deuda pública.

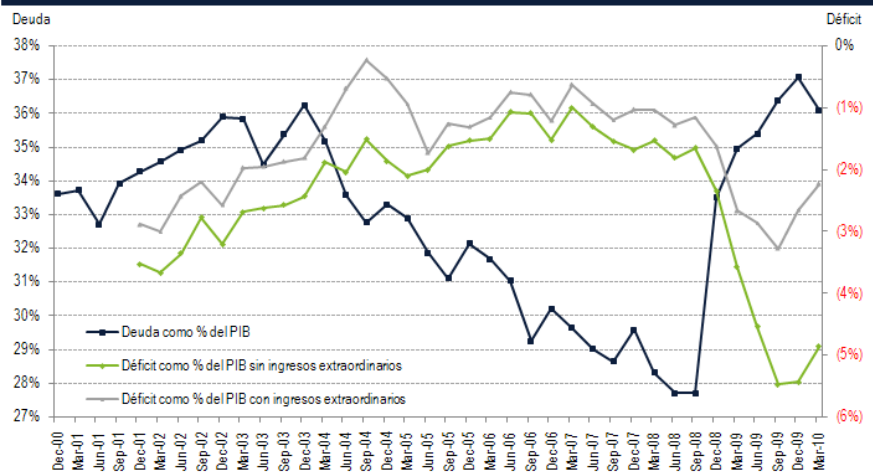
Finalmente, la balanza comercial energética es importante por el efecto que causa en el crecimiento económico y, en el caso particular de México, en las finanzas públicas. Por su parte, Pemex es el agente más importante en las exportaciones e importaciones petroleras de México, punto que analizamos en una sección propia más adelante.

II.1. Las Finanzas Públicas: Sólidas, pero con retos

En la siguiente gráfica mostramos la evolución del déficit y la deuda pública en términos del concepto más amplio utilizado en México, los requerimientos financieros del sector público.

En términos del déficit, la gráfica muestra una tendencia positiva entre 2001 y 2006. El déficit en 2006 fue bajo, ubicándose entre 1% y 1.5% del PIB, con y sin los ingresos extraordinarios. A partir de entonces, la situación experimentó un deterioro importante, provocado en buena parte por la recesión global de 2008, extendiéndose a 2009. Sin embargo, para ese año y quitando los ingresos extraordinarios, el déficit de 5.4% fue modesto en el contexto global, y si incluimos los ingresos extraordinarios, fue de 2.7%. Adicionalmente, se puede notar un cambio de tendencia en la información del 4T09 que se acentúa en el 1T10.

Deuda y Déficit del Sector Público, medido con base en los Requerimientos Financieros



Fuente: HR Ratings de México con base en información de la SHCP
 Nota: Los datos del déficit y del PIB se calculan con información de doce meses.

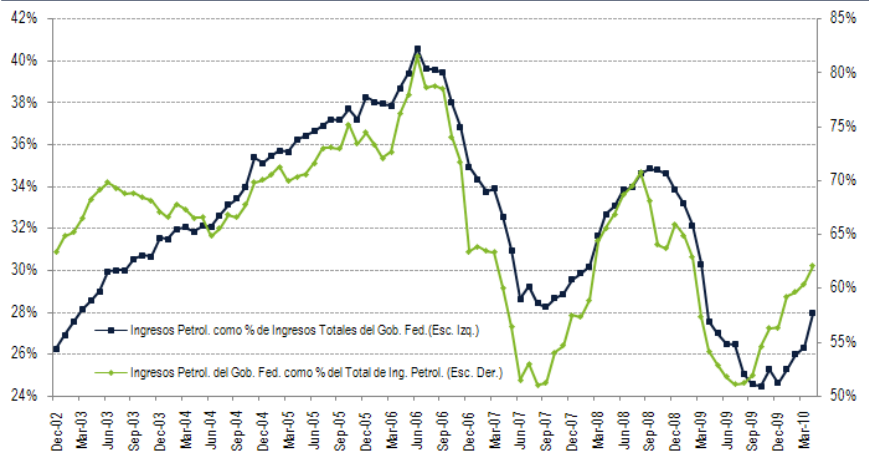
En términos de la deuda, se puede notar una reducción en proporción al PIB a partir del 2003, debido en buena parte a los déficits financieros moderados, además de la relativa estabilidad en el tipo de cambio y en el porcentaje de la deuda denominada en moneda extranjera (alrededor del 28%). La combinación de la devaluación del 4T08 y de la recesión de 2008-2009, tuvo como efecto elevar considerablemente el nivel de la deuda. Sin embargo, en la información del 1T10 notamos una reducción en la deuda relativa al PIB, gracias a la revaluación del tipo de cambio y a la moderación en el déficit. En nuestra opinión y sobre todo al compararlo con los niveles de otros países, el hecho de que la deuda se ubique nuevamente en niveles de 36% es significativo.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Aunque la situación es sana a nivel global, las finanzas públicas podrían enfrentar retos en los siguientes años: observamos presiones sobre el crecimiento económico, la reducción en exportaciones petroleras relativas al PIB y costos de la deuda relativamente altos.

Adicionalmente al nivel del déficit y de la deuda, el Gobierno Federal mantiene una dependencia por los ingresos petroleros que genera Pemex. La transferencia de recursos de la empresa hacia el Gobierno Federal reduce las necesidades de financiamiento del Estado, pero aumenta los requerimientos por parte de Pemex. En la siguiente gráfica, observamos la evolución de los ingresos petroleros, la cual muestra el porcentaje de los recursos totales del Gobierno Federal provenientes de la paraestatal petrolera, además del porcentaje de los ingresos petroleros canalizados al Gobierno Federal.

Ingresos Petroleros y las Finanzas del Gobierno Federal (12 Meses)



Fuente: HR Ratings de Mexico con informacion de SHCP

Recientemente, el Gobierno Federal ha aumentado su participación en los ingresos petroleros, aunque aún se encuentra por debajo de los niveles alcanzados en 2006 y 2008.

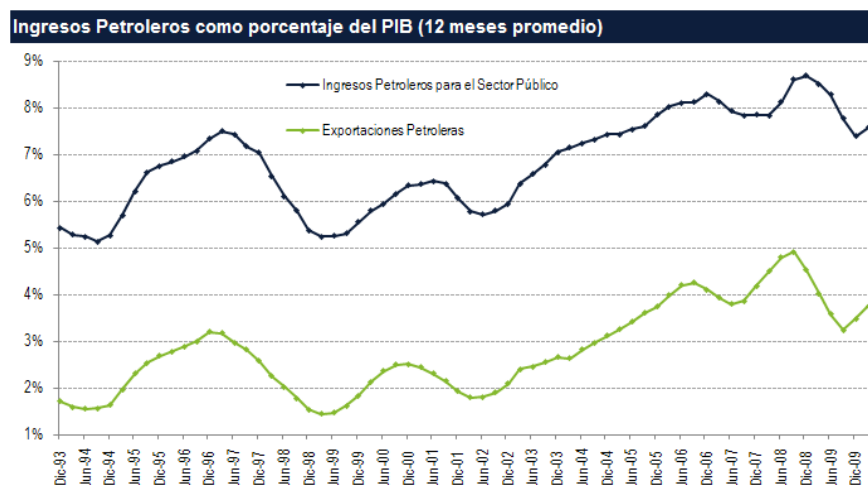
Suponiendo estabilidad en el tipo de cambio, después de tener una recuperación en las exportaciones en el año actual, que probablemente continúe en 2011 y posiblemente en 2012, éstas podrían caer como porcentaje del PIB en el largo plazo. Adicionalmente a esta tendencia, tenemos el incremento en las importaciones petroleras y la necesidad por parte de Pemex de mantener altos niveles de gasto de inversión para la adecuación de su infraestructura y para la exploración y explotación de crudo y gas natural. Estos factores ejercerían una presión importante, pero probablemente manejable, en las finanzas públicas.

Para compensar estas tendencias de largo plazo, el Gobierno Federal tendría que mantener estable o reducir su gasto programable y/o

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

aumentar la recaudación de ingresos petroleros internos. A la vez, las autoridades podrían tratar de aumentar su recaudación de ingresos tributarios no-petroleros. Sin embargo, estas políticas podrían tener efectos negativos para el crecimiento económico.

En la siguiente gráfica, mostramos la evolución de los ingresos petroleros como porcentaje del PIB.



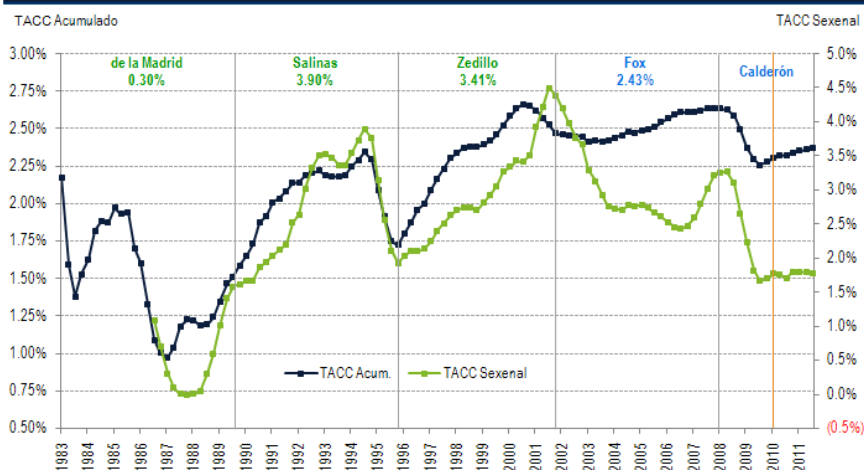
Fuente: HR Ratings con información del INEGI y la SHCP.

II.2. Crecimiento Económico

Estimamos que desde 1980, el crecimiento anual promedio de México ha sido del 2.4%. Su evolución en este periodo, así como los crecimientos sexenales, se muestran en la siguiente gráfica. Las proyecciones para el término del sexenio en curso suponen crecimientos de 4.2% y 3.7% para 2010 y 2011, cercanos al consenso. Podemos observar que la tendencia ha sido decreciente. Hacia adelante, tenemos que considerar dos factores: primero, el sector petrolero probablemente no tendrá el mismo impacto positivo para el crecimiento que representó en años recientes, especialmente entre 2002 y 2008; segundo, se espera un crecimiento débil para los EUA en los próximos años. Debido a la fuerte relación que tiene la economía mexicana con la estadounidense, esa perspectiva no es alentadora.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Crecimiento de largo plazo y sexenal de México

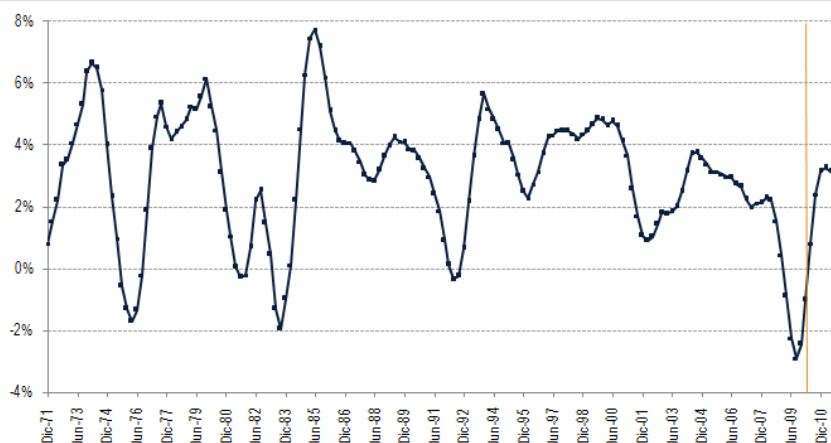


Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de Banxico e INEGI

Nota: Los datos de la información acumulada son a partir de 1980, combinando las series de 2003 y 1993

La evolución histórica y la perspectiva para 2010 y 2011 de la economía estadounidense se presentan en la siguiente gráfica. Hay que notar la baja recuperación que el consenso espera después de la recesión más fuerte de los últimos años. En recesiones anteriores, las caídas fueron menos pronunciadas y las recuperaciones mucho mayores. Mencionaríamos que entre 1970 y 2000, la tasa promedio de crecimiento de la economía estadounidense fue de casi 3.3%. Para el periodo 1970-2011, la tasa de crecimiento caería a 2.9%.

EUA: Crecimiento PIB Anual con (Datos UDM)



Fuente: HR Ratings de México proyecciones basado en datos del US BEA

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

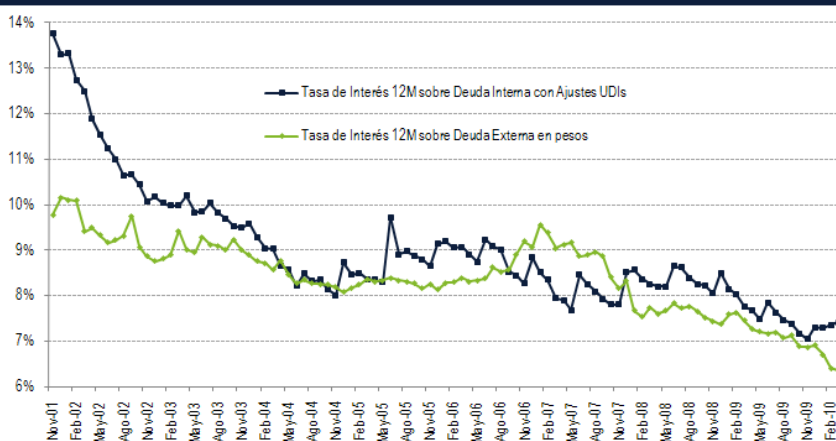
El reto que enfrenta el gobierno mexicano es evitar la adopción de políticas monetarias y fiscales excesivamente expansionistas, con el fin de mejorar su tasa de crecimiento económico estructural. Entre otras consecuencias, esto podría aumentar la inflación y el riesgo país.

II.3. La inflación en México: Estrechando el margen de maniobra

Relevancia para Pemex. Otro elemento relevante en el análisis del contexto macroeconómico mexicano para Pemex es la inflación. El alto nivel de inflación estructural en México pone limitantes muy importantes en el margen de maniobra en la política fiscal y monetaria para las autoridades. Altos niveles de inflación requieren altos niveles de tasa de interés, incluyendo sobretasas para compensar el mayor riesgo implícito.

Este contexto afecta las finanzas públicas de dos maneras: eleva el costo de su deuda y reduce el potencial de crecimiento de la economía y en consecuencia, los ingresos tributarios. Adicionalmente, las presiones inflacionarias ponen restricciones a la capacidad del gobierno para aumentar sus tarifas para bienes y servicios (principalmente gasolina, gas natural y electricidad). A su vez, esto reduce los ingresos del sector público, aumentando la probabilidad de que Pemex no pueda acceder a los recursos necesarios para mantener su viabilidad financiera.

Tasa de Interés de 12M sobre la deuda interna y externa del Gobierno Federal



Fuente: HR Ratings de México con información de la SHCP

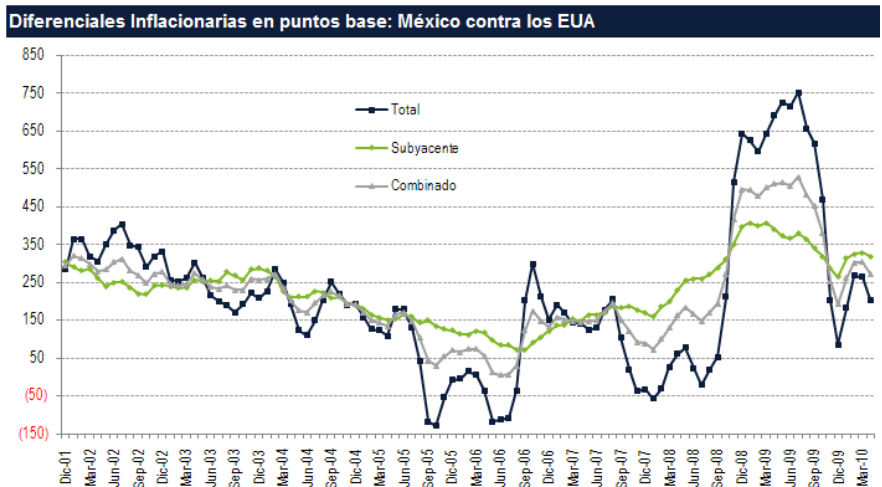
La gráfica anterior muestra nuestra estimación del costo de la deuda para el Gobierno Federal a nivel consolidado –incluyendo al Gobierno Federal y a las empresas y organismos bajo control presupuestario directo, tanto en pesos como en moneda extranjera– el cual se ubica actualmente en 7.2%. En contraste, estimamos que el costo de la deuda del Tesoro de

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

La nueva alternativa en calificación de valores.

los Estados Unidos es de 2.4%, a pesar de que la deuda total de su Gobierno Federal representa aproximadamente el 90% del PIB contra el 36% para México.

El mayor costo de la deuda pública para México contra la de los Estados Unidos se explica por varios factores. Uno de ellos es la ventaja que tienen los EUA por tener la moneda de reserva para la economía mundial, pero otro factor es la inflación en México, la cual sigue siendo relativamente alta, aún a pesar de haber tenido un crecimiento económico negativo en 2009 de 6.5%, contra la caída de 2.4% que experimentaron los EUA. La evolución comparativa de la inflación en México y los EUA se presenta en la siguiente gráfica.



Fuente: Análisis HR Ratings de México proyecciones con información de Banxico y el B.L.S.

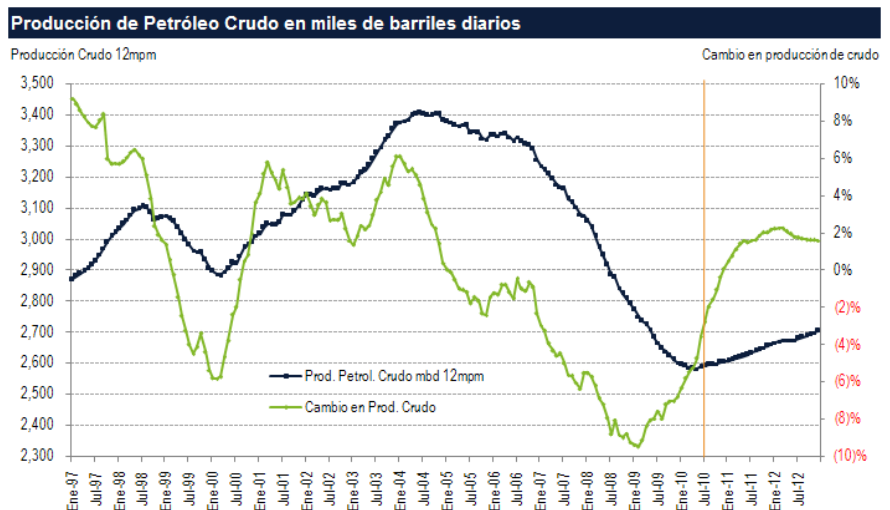
Aunque las diferenciales inflacionarias han disminuido, la brecha es alrededor de 260 puntos base. Este diferencial es mayor que la diferencia en el costo de la deuda pública federal, anteriormente mencionada, aproximadamente de 480pbs. (7.2% - 2.4%). Aunque México estaba mostrando un progreso importante en reducir su tasa de inflación durante los primeros años de la década anterior, esta tendencia se ha revertido en años recientes. Un reto para México es regresar al camino anterior sin sacrificar el crecimiento.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

III. Pemex y la caída en su producción¹

Al tiempo que Pemex transfiere cantidades importantes de recursos al Gobierno Federal, también debe invertir más para detener la caída en su nivel de producción o, por lo menos, que disminuya a un menor ritmo.

La evidencia más clara de los retos que enfrenta Pemex es la caída en su producción de crudo. El monto máximo de producción en un periodo de 12 meses fue en el verano del 2004, con una producción de 3,400mbd (miles de barriles diarios). Para enero de 2009, la producción (en los últimos 12 meses) cayó a 2,600mbd, una disminución del 24%. Es importante señalar que nuestro escenario base supone una estabilización gradual y después una ligera recuperación en la producción de crudo. De hecho, los datos referentes al 4T09 y 1T10 reflejan un posible cambio de tendencia.



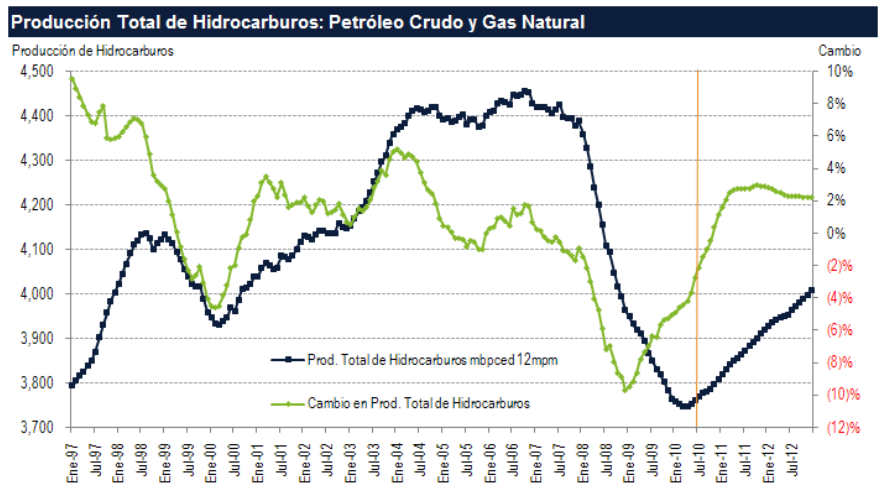
Por otro lado, es importante destacar que Pemex ha tenido cierto éxito en compensar la caída en la producción de crudo con incrementos en la producción de gas natural. Convirtiendo el gas natural a una unidad equivalente de petróleo, estimamos que el nivel máximo de producción total de hidrocarburos fue alcanzado en octubre del 2006 (contra el verano de 2004 para la producción de crudo), en un nivel de 4,456mbpced (miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario). Para los doce meses que terminaron en enero 2010, estimamos que la producción cayó a 3,758mbpced, una disminución del 15.6% respecto al nivel máximo alcanzado. La evolución en la producción de hidrocarburos

¹ **Nota:** En las gráficas que presentamos como parte de esta sección, y en la que sigue, incluimos tanto las tendencias históricas como nuestras proyecciones incorporadas dentro de nuestro escenario base. Los detalles de estas estimaciones son analizados en la sección sobre las proyecciones financieras de Pemex.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

se presenta en la siguiente gráfica, donde también incluimos nuestras proyecciones del escenario base. En el cálculo de la producción de hidrocarburos proyectados usamos una tasa de 5.15 para convertir gas natural a barriles de petróleo crudo equivalentes.

Es importante señalar que el concepto de la producción de hidrocarburos, calculado como la suma de petróleo crudo y gas natural, tiene limitaciones en cuanto a su validez por el hecho de que una parte de la producción de gas se utiliza para mejorar la extracción de crudo.

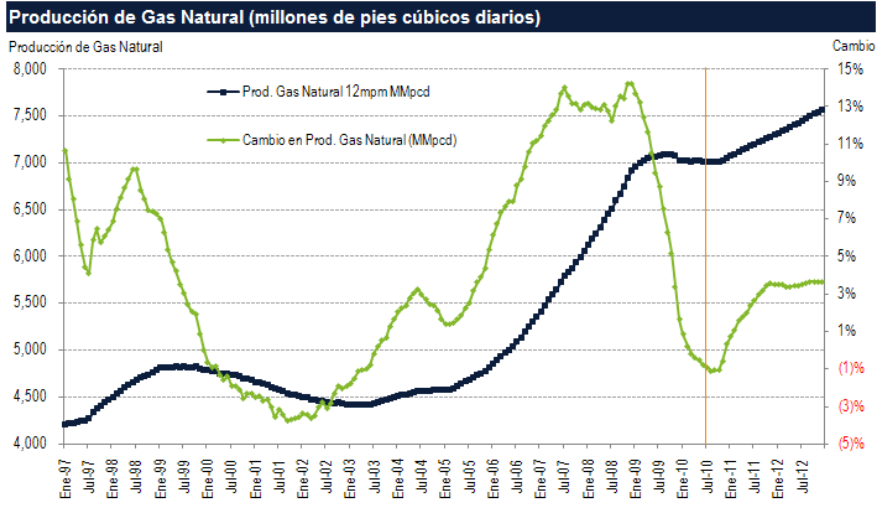


Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de Pemex e INEGI. mbpced: miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario.

Aunque pareciera que el ritmo de la caída en la producción de petróleo ha disminuido, también se puede observar que los incrementos en la producción de gas natural se han moderado. En cierta medida, el incremento en años recientes en la producción de gas natural (favor de ver las siguientes dos gráficas) obedece a la volatilidad en el nivel de nitrógeno en la misma. La reciente disminución en estas tasas de crecimiento se debe a cierta estabilidad en los niveles de nitrógeno. Pensamos que es más importante enfocarnos en la mejora de la producción de petróleo crudo y, en consecuencia, en la reciente capacidad de Pemex de revertir la tendencia descendente en su plataforma de exportación.

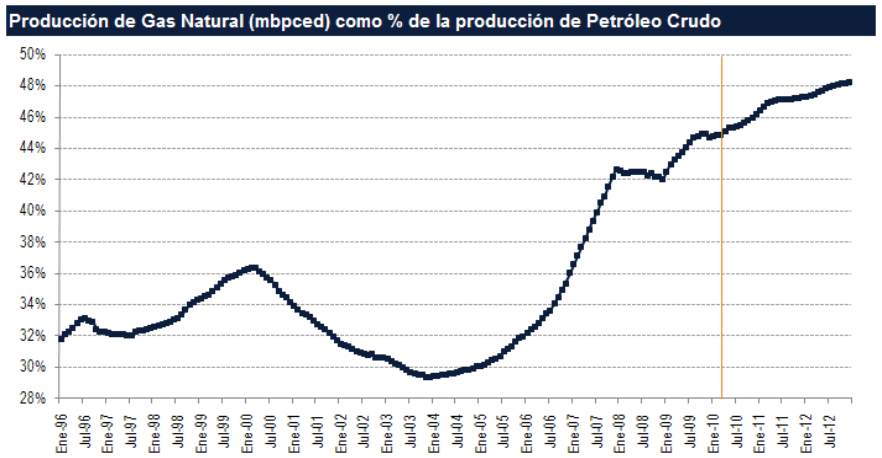
*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

La nueva alternativa en calificación de valores.



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de Pemex. MMpcd = Millones de pies cúbicos por día

Con base en nuestra conversión de gas natural a petróleo crudo equivalente, la siguiente gráfica muestra el incremento (histórico y proyectado) en la importancia de la producción de gas natural en la producción al petróleo crudo.



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de Pemex e INEGI

El factor principal detrás de la caída en la plataforma de producción de crudo es la maduración de Cantarell. El detalle de la producción de petróleo crudo y de gas se presenta en las siguientes tablas. Es interesante notar la reducción de Cantarell como productor de petróleo y su importancia como fuente de gas natural.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Pemex: Producción de crudo por campo (mbd)					
	2004	2005	2006	2007	2008
Región Norte					
Poza Rica-Altamira	80	82	83	85	85
Veracruz	2	2	2	2	2
Total Norte	81	84	85	87	87
Región Sur					
Cinco Presidentes	38	39	39	45	47
Bellota-Jujo	212	224	219	190	175
Macuspana	5	5	7	10	16
Muspac	36	33	34	34	36
Samaria-Luna	182	196	193	187	185
Total Sur	473	497	491	465	459
Región Marino					
Cantarell	2,136	2,035	1,801	1,491	1,040
Ku-Malooop-Zaap	304	322	404	527	706
Abkatún-Pol-Chuc	322	300	332	312	308
Litoral de Tabasco	66	97	143	194	192
Total Marino	2,829	2,753	2,680	2,524	2,246
Total Crudo	3,383	3,333	3,255	3,076	2,792
Cantarell como % del Total	63.2%	61.1%	55.3%	48.5%	37.2%

Fuente: HR Ratings de México con base en información de la empresa

Nuestras proyecciones sobre la producción de petróleo crudo se encuentran en nuestro análisis de las proyecciones financieras de Pemex en la sección VIII de este reporte.

Pemex: Producción de Gas Natural (mmpcd)					
	2004	2005	2006	2007	2008
Región Norte					
Burgos	1,095	1,217	1,330	1,412	1,383
Veracruz	314	499	723	922	957
Poza Rica-Altamira	120	119	174	223	205
Total Norte	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544
Región Sur					
Cinco Presidentes	68	63	57	61	68
Bellota-Jujo	277	282	271	240	251
Macuspana	180	168	193	223	261
Muspac	558	449	369	311	300
Samaria-Luna	413	439	463	518	572
Total sur	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451
Región Marino					
Cantarell	789	761	718	945	1,629
Ku-Malooop-Zaap	158	167	203	212	273
Abkatún-Pol-Chuc	456	432	513	544	569
Litoral de Tabasco	147	223	344	448	454
Total Marino	1,550	1,583	1,776	2,150	2,924
Total Gas Natural	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919
Cantarell como % del Total	17.3%	15.8%	13.4%	15.6%	23.5%

Fuente: HR Ratings de México con base en información de la empresa

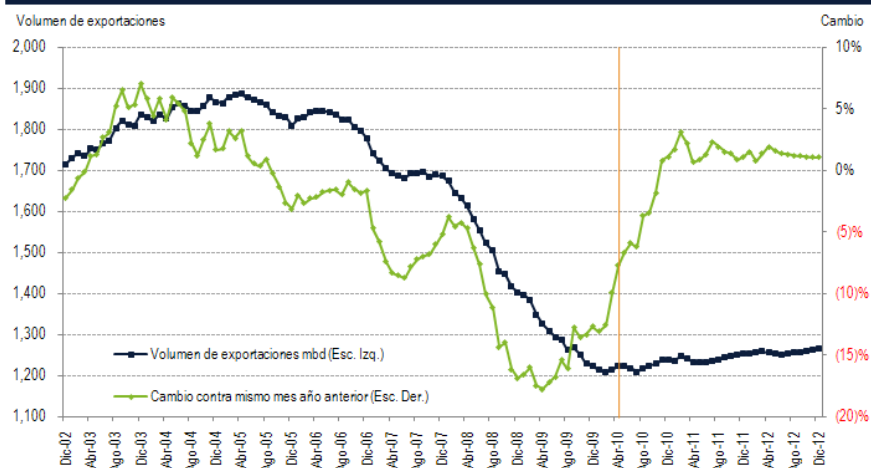
IV. Análisis del Sector Externo: el Balance Energético Neto

La caída en la producción de crudo ha tenido como consecuencia la reducción de la capacidad de Pemex para exportar y de esta manera la aportación de Pemex al crecimiento de la economía mexicana ha disminuido.

En cuanto a la plataforma de exportación de crudo, el nivel máximo fue alcanzado en abril 2005 con un nivel de 1,887mbd (promedio móvil de 12 meses: 12mpm). Para el cierre de 2009, las exportaciones fueron 1,225mbd, una reducción de 35%. En nuestras proyecciones suponemos que se está llegando a niveles mínimos en las exportaciones y que a largo plazo podremos ver ligeros incrementos en la plataforma de exportación. Para el final de nuestro periodo de proyección suponemos exportaciones por aproximadamente 1,260mbd.

La nueva alternativa en calificación de valores.

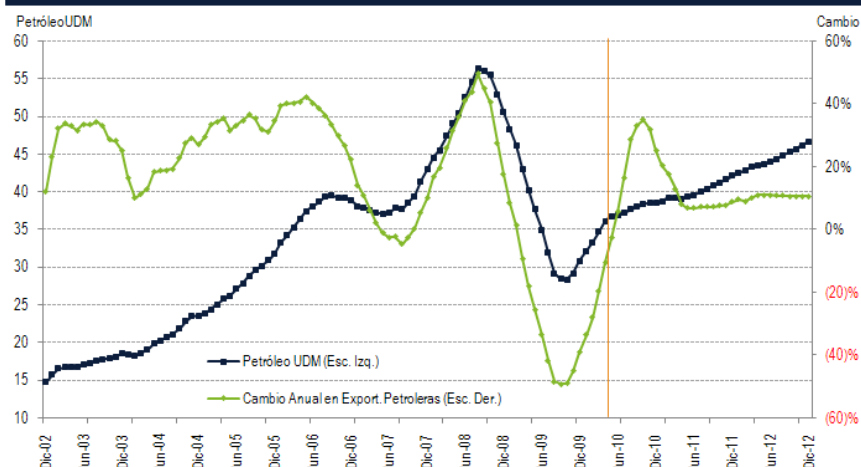
México: Exportaciones de petróleo crudo en volumen, 12 meses promedio, miles de barriles diarios



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con datos del INEGI

En términos de valor, durante 2010 el 83.1% de las exportaciones de productos energéticos se derivaron de petróleo crudo. Del 16.9% restante, el 15% fueron petrolíferos, 0.3% gas natural y el resto, petroquímicos y otros. La tendencia en el valor de las exportaciones de petróleo, tanto crudo como de petrolíferos y otros, se muestra en la siguiente gráfica, la cual incluye las proyecciones de nuestro escenario base.

Exportaciones petroleras en miles de millones de dólares (12M Totales)



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con datos del INEGI

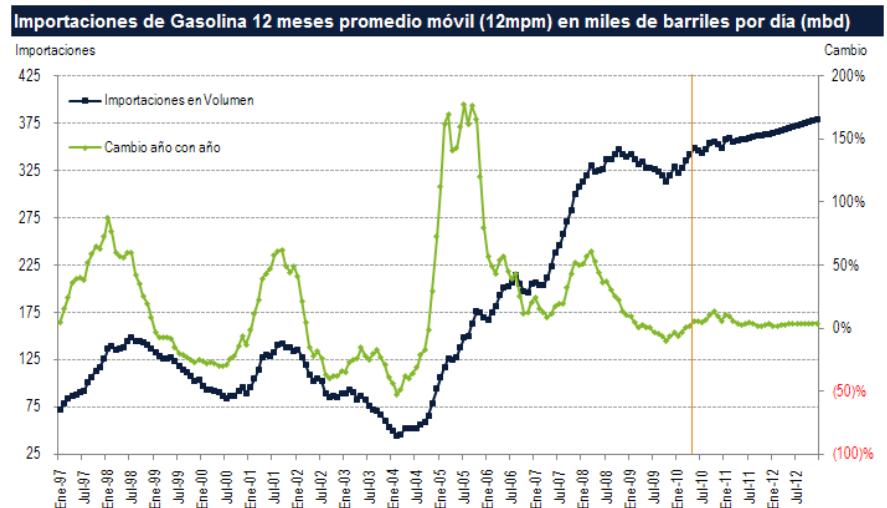
La gráfica muestra el pico alcanzado en agosto de 2008 con un nivel de exportaciones de los últimos doce meses de US\$56.5Mm (miles de millones de dólares).

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

millones), representando un incremento de 50% con respecto al mismo periodo del año anterior. El mínimo subsiguiente fue alcanzado en octubre 2009 con US\$28.5Mm, una reducción de 50% contra el máximo. Sin embargo, para enero de 2010 las exportaciones petroleras habían empezado a repuntar, llegando a US\$34.7Mm en marzo 2010. En su nivel máximo histórico, alcanzado en 2008, las exportaciones petroleras habían representado el 5% del PIB, equivalente en ese momento a US\$1,134Mm. Para todo 2009 las exportaciones representaron el 3.7% del PIB de aproximadamente US\$837Mm.

De acuerdo con nuestro escenario base, las exportaciones energéticas terminarían el periodo proyectado en US\$46.8Mm, un incremento de 64% respecto al mínimo alcanzado en octubre del año pasado; sin embargo, todavía 18% por debajo del máximo histórico.

Además de la reducción en las exportaciones de crudo, también hemos observado incrementos en las importaciones, principalmente de gasolina. En cuanto a este producto, desde el reciente nivel más bajo en febrero 2004, con importaciones de 45mbd (12m promedio móvil), las importaciones llegaron a un máximo de 349mbd en octubre de 2008. Como consecuencia de la recesión económica, éstas llegaron a un mínimo de 314mbd en octubre de 2009. Desde entonces, el promedio móvil de doce meses se está recuperando, llegando a 335mbd en marzo de 2010. En términos de volumen, estimamos que la gasolina representa el 55% de las importaciones de petrolíferos (incluyendo gas natural) de Pemex. La evolución de la importación de gasolina se presenta en la siguiente gráfica, junto con nuestras expectativas hasta 2012.



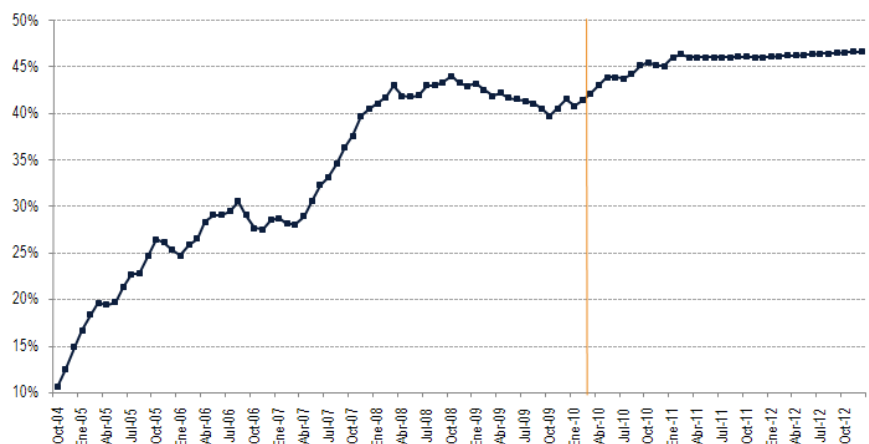
Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de Pemex e INEGI

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

El incremento en la importación de gasolina hasta el inicio de la crisis se debe a la mayor dependencia del extranjero para satisfacer la demanda interna. Esta tendencia y nuestras proyecciones están reflejadas en la siguiente gráfica. Es importante destacar que aún antes de que los efectos de la crisis empezaran, se podía observar una disminución en el ritmo de crecimiento de esta dependencia. Sin embargo, con la recuperación económica estamos viendo nuevamente un incremento en la relación entre las importaciones de gasolina y las ventas internas. Una parte central de nuestras estimaciones financieras para Pemex es que un incremento en la participación de las importaciones tendría un impacto negativo en el margen operativo.

La construcción de una refinería en México obedece probablemente al incremento en esa dependencia y al deseo por parte del Estado mexicano de reducirla.

Importaciones de Gasolina como porcentaje de Ventas Internas (12m promedio móvil)



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de Pemex

Para medir el valor de las importaciones, incluimos en este reporte bases de datos relativamente nuevas, incorporadas por parte del INEGI en su sitio electrónico.²

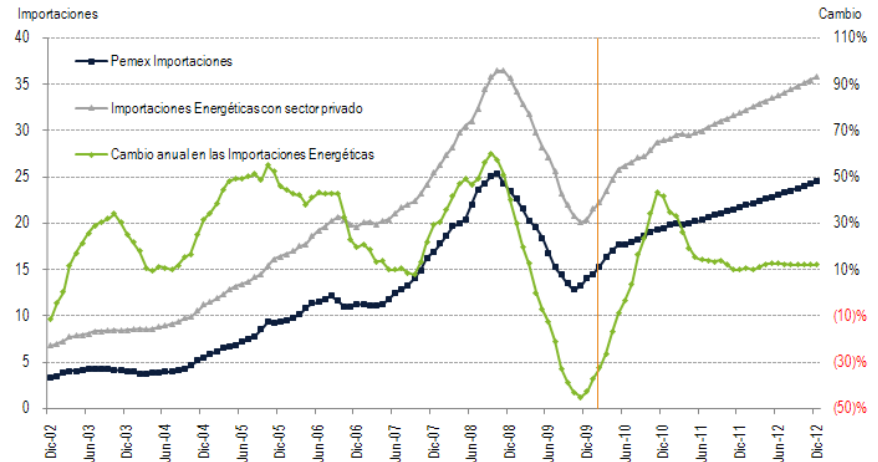
Durante 2009 podemos atribuir el 69% de las importaciones petroleras totales a Pemex y el 31% al sector privado. En contraste, durante 2008 las importaciones de Pemex representaron el 66% del total y el sector privado el 34%. De las importaciones reportadas por Pemex la gran mayoría son petrolíferos.

² Nota: Aproximadamente hasta el verano de 2008, las importaciones petroleras reportadas por INEGI, al igual que las exportaciones, fueron casi idénticas a las publicadas por Pemex en sus "Indicadores Petroleros". Desde agosto de ese año, el INEGI ha ido reportando datos diferentes a los de Pemex para incluir las importaciones del sector privado. En los últimos meses estos datos ya se encuentran en el sitio de INEGI. Originalmente, muchos de estos datos únicamente se incluían en los comunicados mensuales del instituto.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

En la siguiente gráfica presentamos la evolución de las importaciones petroleras de Pemex y los totales incluyendo las del sector privado, así como también nuestras proyecciones.

Importaciones Petroleras en miles de millones de dólares (Últimos 12m)



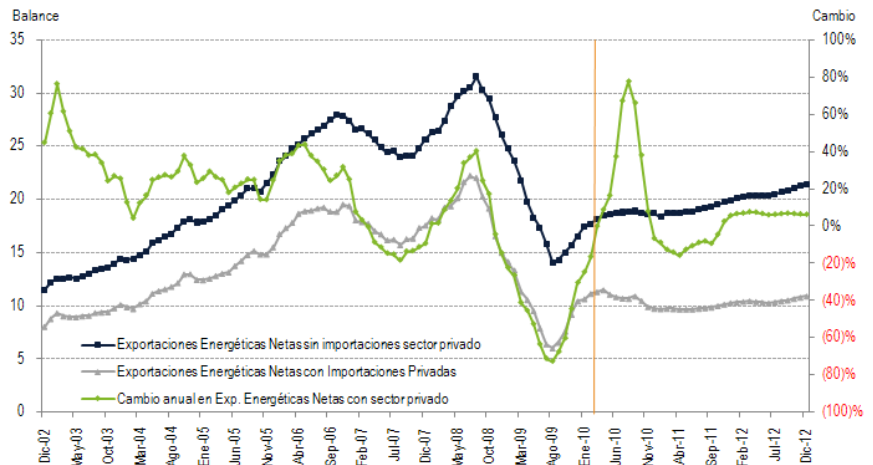
Fuente: HR Ratings de México proyecciones con datos del INEGI

Al llegar a su punto máximo en octubre de 2008, las importaciones de Pemex habían crecido en un 70%. En contraste, sus exportaciones se habían incrementado en un 50%. En octubre de 2008, las importaciones totales de Pemex llegaron a los US\$25Mm; incluyendo las del sector privado, de acuerdo a los reportes de INEGI, y alcanzaron los US\$36.5Mm. La evolución del balance petrolero, con y sin las importaciones del sector privado, se muestra en la siguiente gráfica.

Excluyendo las importaciones del sector privado, durante los doce meses terminando en agosto 2008, México tuvo un balance comercial petrolero superavitario de US\$31.5Mm. Sin embargo, una vez que restamos las importaciones hechas por parte del sector privado, el balance cayó a US\$22.0Mm en el mismo mes. Ya para septiembre de 2009, los balances de Pemex y total, incluyendo el sector privado, habían bajado a US\$14.4Mm y US\$6,5Mm, respectivamente. Por el lado positivo, desde entonces el saldo favorable para México ha repuntado llegando a US\$18.2Mm y US\$11.3Mm en marzo de 2010, ayudado en buena parte por la recuperación en el precio del crudo.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Exportaciones Energéticas Netas en miles de millones de dólares (Últimos 12m)



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con datos del INEGI

Aunque este cambio de tendencia es positivo, es importante tomar en consideración la necesidad que tiene Pemex de hacer inversiones cada vez más grandes para reducir la caída en su plataforma de producción y para atender otras necesidades como la seguridad de su infraestructura. Consideramos que una buena parte de las inversiones de Pemex representan inversiones de bienes de capital o de servicios de empresas extranjeras, por lo tanto, vale la pena hacer el ejercicio de restarle el CAPEX de Pemex al balance comercial. Los resultados de este ejercicio se muestran en la siguiente gráfica.

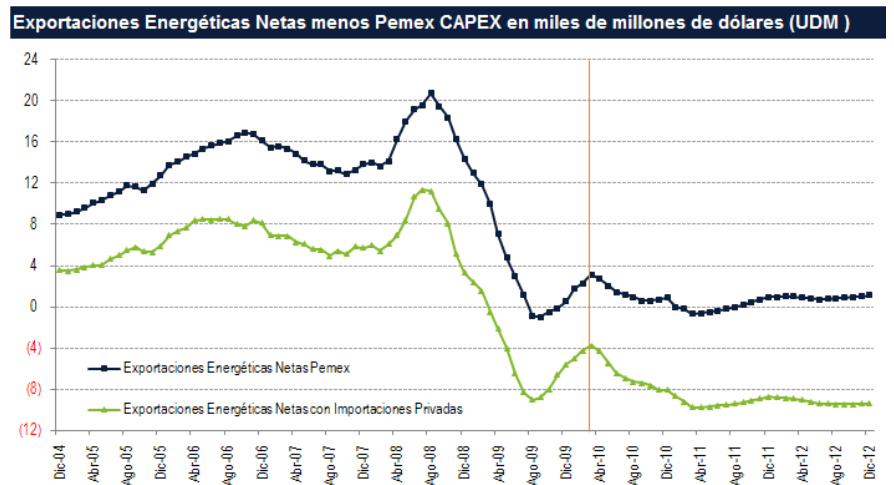
Cabe aclarar que los datos sobre el CAPEX de Pemex provienen de la información publicada en el estado del flujo de efectivo de la empresa, donde únicamente se representa una parte de su inversión, mientras que otra parte se carga a resultados como costo, y por ello no se capitaliza. Tal es el caso del 2009, donde Pemex reportó inversiones por P\$251.4Mm, mientras que en el estado de flujo de efectivo muestra desembolsos solo por P\$215.9Mm. En 2008, los montos fueron por P\$201,9Mm y P\$140.9Mm respectivamente. Para 2010, la empresa espera hacer inversiones por P\$263Mm, de los cuales suponemos que P\$226Mm serían capitalizados

Aunque típicamente un porcentaje del CAPEX no representa inversiones, el ejercicio nos da una mejor idea de la problemática causada por la combinación de un menor balance comercial favorable, por un lado, y la necesidad de gastar cantidades cada vez mayores en inversión, por el otro. De hecho, suponiendo que todo del CAPEX representara bienes y servicios importados, el balance energético para México ya es deficitario, y suponemos que esto no cambiaría. Incluyendo las importaciones del sector privado, el saldo a marzo (en doce meses) sería deficitario en

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

US\$3.8Mm. Excluyendo el sector privado el balance todavía sería superavitario pero en un monto muy menor, de únicamente US\$3.1Mm.

Esta realidad tiene consecuencias negativas para el crecimiento de la economía y, por ende, de las finanzas públicas y necesariamente para la calidad crediticia de Pemex.



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en datos de Pemex y INEGI

V. Pemex: Elementos Generales y Riesgos

V.1. Descripción del Emisor

Petróleos Mexicanos (Pemex) es el tercer productor de crudo en el mundo y la décimo primera compañía integrada a nivel mundial.

Pemex es el único productor de crudo, gas natural y productos petrolíferos en México, la fuente más importante de ingresos del Gobierno Federal y la empresa más importante del país.

Las operaciones de Pemex y sus subsidiarias están reguladas bajo la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y por la Ley de Petróleos Mexicanos.

En noviembre de 2008 fue aprobada la Reforma Energética con el fin de fortalecer a Pemex. Entre los aspectos que contempla dicha reforma, los más destacados son los siguientes:

- Se fortalece el gobierno corporativo al incluir cuatro consejeros profesionales al Consejo de Administración. Dentro de las prácticas del gobierno corporativo, se crean siete comités: Auditoría y Evaluación del Desempeño; Transparencia y Rendición de Cuentas;

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Remuneraciones; Estrategia e Inversiones; Adquisiciones, Arrendamientos, Servicios y Obras; Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable; y Desarrollo de Investigación Tecnológica.

- Se reduce la carga fiscal y se incrementa gradualmente la autonomía para la asignación del presupuesto, así como el fortalecimiento de la rendición de cuentas mediante la emisión de bonos ciudadanos, por los cuales todos los mexicanos podrán acceder a títulos de deuda de Pemex, que pagarán un rendimiento ligado a la producción de la empresa.
- Asimismo, el nuevo régimen fiscal permitirá la explotación, con rentabilidad, de los yacimientos más complejos y costosos, en tierra y aguas profundas. Cada uno de los regímenes presentan un límite de deducibilidad de acuerdo a la estructura estimada de costos para los proyectos.
- Del mismo modo, se implementará un nuevo modelo de contratos, el cual será más flexible. De esa manera, Pemex podrá ofrecer compensaciones en efectivo a los contratistas que provean beneficios tales como avances tecnológicos, ejecución eficiente o mayor rendimiento. Cabe destacar que en todo momento se mantendrá el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos mexicanos.

V.2. Riesgos del Emisor

Dada la naturaleza de Pemex, podemos mencionar diversos riesgos a los que se enfrenta la empresa de manera individual o contextual.

En referencia a la operación de Pemex, un factor primordial de riesgo es la volatilidad del precio del petróleo crudo y del gas natural, el cual puede verse afectado por factores internos y externos, tales como la oferta y demanda globales, y la competencia en la industria, entre otros. Asimismo, los riesgos operativos son latentes en la producción, equipo y transporte. De manera general, Pemex cuenta con un monto de deuda, que puede afectar la capacidad financiera de la empresa así como el resultado de sus operaciones. De igual manera, la empresa está sujeta a la regulación mexicana que pudieran dificultar o incrementar sus costos en la operación.

En cuanto a la estrecha relación que Pemex mantiene con el Gobierno Federal, uno de los factores de riesgo es el control que tiene el Gobierno sobre la empresa y la amenaza de que consideraciones políticas podrían afectar su rentabilidad. Además, Pemex paga impuestos especiales, aranceles y dividendos al Gobierno, lo cual puede limitar su capacidad para aumentar su programa de inversiones. Asimismo, el Gobierno ha impuesto un control de precios en el mercado interno sobre los productos de Pemex, por lo que los productos pudieran resultar subsidiados en

cierto modo al impedir que la empresa pueda transferir incrementos en los productos a los consumidores. La Nación mexicana es dueña de las reservas de hidrocarburos en México y éstas se basan en estimados, los cuales pueden ser inciertos y sujetos a revisión. Pemex se ve en la necesidad de hacer altas inversiones en capital, las cuales pueden verse afectadas por un política de recorte presupuestal por parte del Gobierno Federal. De hecho, para mejorar la transparencia de las finanzas públicas, a partir de 2009, el balance presupuestario refleja las inversiones de Pemex, las cuales aumentaron de manera importante en ese año.

VI. Pemex: Resultados en 2009

En las siguientes secciones nos concentramos en tres temas: primero, un breve análisis del desempeño de Pemex durante 2009; segundo, una visión general de Pemex en cuanto a su capacidad de pago y su rentabilidad; y tercero, nuestras proyecciones de los resultados financieros de Pemex de acuerdo a nuestro escenario base.

VI.1. Ventas

En 2009, las condiciones macroeconómicas, tanto en México como en el mundo, generaron un contexto complejo para Pemex. En términos operativos las ventas cayeron en 18% en pesos nominales: las internas cayeron 12.3% mientras que las exportaciones sufrieron una caída de 23.6%. La caída en las ventas internas se debe a los cambios en los tres rubros en que éstas se dividen. Los petrolíferos, que representaron el 86.5% de las ventas en 2009, cayeron 5% como consecuencia de una reducción de 2.8% en volumen y una baja del 2.4% implícito en los precios en términos ponderados. Las ventas de los petroquímicos (3.5% de las ventas internas), experimentaron una caída de 30.6%, combinando una reducción de 2.9% en el volumen y un ajuste a la baja de 28.5% en el precio. Finalmente, las ventas de gas natural seco (10% del total) sufrieron una caída de 43.9%, resultado de un incremento de 1% en el volumen y una reducción de 44% en el precio.

Hay que notar que los precios de los petrolíferos, incluyendo la gasolina, no sufrieron un ajuste importante a pesar de la caída en el precio del petróleo en mercados globales de 38% (medido en términos del WTI, *West Texas Intermediate Crude Oil*). Esto implica que el nivel de subsidio al público del costo de la gasolina se disminuyó en forma importante. Este se refleja en la evolución del Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS) petroleros. En 2008, la devolución de este impuesto fue de P\$217.7Mm (pérdida para Hacienda). En contraste, en 2009 el monto fue positivo por P\$3.2Mm (entrada para Hacienda). En términos de los resultados de Pemex, la cuenta de "otros ingresos" (básicamente la compensación por este subsidio en la venta de gasolina contra un benchmark internacional) cambió de P\$198Mm en 2008 a P\$40Mm en

2009. La caída en otros ingresos afectó negativamente los resultados de Pemex. Por otro lado, las ventas de gasolina de Pemex se beneficiaron por el hecho de que no tuvo que ajustar a la baja el precio de la gasolina como consecuencia de movimientos en los precios internacionales.

En términos de las ventas por exportaciones, éstas experimentaron una caída mayor: 23.6% en pesos. Dentro de las exportaciones, los crudos y condensados (84.1% del total) cayeron 26.4%. Esto se explica por una reducción de 12.7% en volumen de exportaciones del crudo y la disminución de 32.5% en el precio promedio en USD de la mezcla mexicana. En términos de pesos, la reducción en el precio del crudo fue aproximadamente de 15.5% por la devaluación en términos del valor promedio de la divisa mexicana de 2009 contra 2008 (13.56 contra 11.2).

Las exportaciones de productos petrolíferos (15.1% del total) sufrieron una reducción únicamente del 1%. Este buen desempeño se debe al incremento de 27% en las exportaciones en términos de volumen.

Un factor positivo para Pemex durante 2009 fue la reducción en las importaciones, reduciendo costos y ayudando un fortalecimiento del margen. Durante 2009, las importaciones de petrolíferos y gas natural alcanzaron 580mbpced, contra 618mbpced en 2008, una disminución de 6.1%. Además, el déficit comercial de Pemex en hidrocarburos y derivados, excluyendo el petróleo crudo, cayó 47% de US\$17.3Mm en 2008 a US\$9.2Mm en 2009.

Otro factor positivo para Pemex en 2009 fue el hecho de que el costo neto de beneficios para empleados cargado a resultados por \$105Mm fue menor contra el P\$113Mm calculado en 2008. La reducción viene después de dos años consecutivos de incrementos importantes. Sin embargo, es importante señalar que la reducción obedece a cambios en la normatividad contable y no a cambios estructurales.

VI.2. Margen EBITDA

El EBITDA (definido como la utilidad de operación más la depreciación y amortización) sufrió una disminución de 16.2%. Por otro lado, el margen bruto terminó el año en 59.2%, un avance contra el 56.9% de 2008. Por su parte, el margen EBITDA también experimentó una recuperación contra 2008, subiendo a 50.6% desde 49.7%.

Es importante revisar el contexto en el cual se dio dicha mejoría. El incremento no necesariamente indica que la tendencia de deterioro en el margen de Pemex esté por terminar. La reducción en el margen de Pemex en el 4T08 distorsiona la tendencia de largo plazo y los resultados de 2008, pues el margen EBITDA fue de 17.4%, comparado contra los primeros tres trimestres de 2008, donde el margen fue de 57.8%. Aunque existe cierta tendencia, en la cual el margen del último trimestre sufre una

reducción contra el desempeño de los primeros nueve meses, en 2008 la caída fue más severa.

En la siguiente tabla mostramos los resultados en términos de márgenes durante los primeros tres trimestres de cada año, junto al precio promedio de la mezcla de exportación en esos mismos periodos, así como el margen anual y datos referentes a las importaciones y exportaciones. Los datos indican el deterioro de largo plazo, el cual pensamos que se debe a la caída en la plataforma de exportación y posiblemente en el incremento en las importaciones. De hecho, la reducción en las importaciones en 2009 contra 2008 podría ayudar a explicar el incremento en margen para todo el año.

Pemex: Márgenes EBITDA, precio de la mezcla y comercio exterior						
Año	Margen al 3T	Precio	Margen del 4T	Margen Anual	Export.	Impor.
2005	65.3%	41.6	43.9%	59.4%	45.6%	19.4%
2006	63.0%	55.0	52.9%	60.7%	43.5%	23.1%
2007	59.5%	56.6	55.8%	58.5%	42.4%	31.9%
2008	57.8%	97.6	17.4%	49.7%	42.3%	37.6%
2009	54.4%	52.9	42.2%	50.6%	37.8%	31.9%

Fuente HR Ratings de México basado en información de Pemex.

Las exportaciones son de crudos y condensados con la excepción de 2005 y son contra las ventas totales. Las importaciones son contra las ventas en México.

En cuanto al futuro, pensamos que el margen de Pemex seguirá bajo presión. Sin embargo, pensamos que las caídas serían menores, debido a que vemos menores reducciones en la plataforma de exportación. Por otro lado, vemos mayores importaciones, lo cual presionaría la rentabilidad de las ventas internas.

En la siguiente tabla vemos con mayor detalle la evolución de la subsidiaria más rentable de Pemex, *Exploración y Producción*, en términos de indicadores por barril, enfocándonos en los costos de producción. Los costos y gastos por barril equivalentes de producción (incluyendo depreciación y amortización y el costo de beneficios a empleados), subieron fuertemente en 2008 a \$184 pesos contra \$128 pesos en 2007. El costo no varió mucho en 2009, observando que el alza en el precio se debió principalmente a una reducción en la producción. Por el lado positivo, el costo se mantuvo estable en 2009, a pesar del decremento en la producción de hidrocarburos, y en términos de USD, el costo por barril equivalente bajó ligeramente.

En términos de USD el costo y gasto por barril equivalente subió de US\$11.7 en 2007 a US\$16.6 en 2008 y experimentó una reducción a US\$13.5 en 2009, a pesar de la reducción en la producción. Excluyendo depreciación y amortización y el costo virtual de beneficios a empleados,

el costo por barril equivalente subió de P\$75 en 2007 a P\$106 en 2008, para incrementarse de nuevo en 2009 a P\$112. Sin embargo, en términos de USD hubo un descenso en 2009 a US\$8.3 contra US\$9.6 en 2008, una evolución positiva.

En la siguiente tabla podemos observar los índices operativos de la subsidiaria Exploración y Producción.³

Pemex: Exploración y Producción, Índices Operativos				
	2006	2007	2008	2009
Producción de Crudo (mbd)	3,256	3,077	2,792	2,602
Producción de Gas Natural (MMpcd)	5,354	6,057	6,918	7,031
Producción de Gas natural (mbpced)	1,174	1,313	1,173	1,164
Total Producción Hidrocarburos (mbpced)	4,430	4,390	3,965	3,766
Total Producción Hidrocarburos (MMb)	1,617	1,602	1,447	1,374
Ventas (MMP\$)	890,012	912,295	1,137,807	828,693
Costo de Gasto de Ventas (MMP\$)	199,405	204,893	266,627	251,442
Utilidad de Operación	690,607	707,402	871,180	577,251
Depreciación y Amortización (MMP\$)	51,820	57,263	74,476	62,375
Costo de beneficio a empleados (MMP\$)	25,563	28,077	38,147	34,995
Costo y Gasto en efectivo (MMP\$)	122,023	119,553	154,004	154,072
Util. de Oper. excluyendo D&A y B.E.	767,989	792,742	983,803	674,621
Impuestos y Derechos (MMP\$)	591,866	663,549	761,683	538,597
Resultado Neto (MMP\$)	75,888	19,966	23,473	6,321
Ventas pbpce	550	569	786	603
Costo y Gasto pbpce	123	128	184	183
Util. de Operación pbpce	427	441	602	420
Costo y Gasto en efectivo pbpce	75	75	106	112
Util. de Oper. excluyendo D&A y B.E. pbpce	475	495	680	491
Impuestos y Derechos pbpce	366	414	526	392
Resultado Neto pbpce	46.9	12.5	16.2	4.6
Margen Operativo	77.6%	77.5%	76.6%	69.7%
Margen Operativo excluyendo D&A y B.E.	86.3%	86.9%	86.5%	81.4%

Fuente: HR Ratings de México basado en información de Pemex

Métricas pbpce y las estimaciones sobre la producción total de hidrocarburos son de HR Ratings.

m= miles, MM= millones, bd = barriles diarios, pbpce = por barril de petróleo crudo equivalente,

B.E. = Beneficios netos a empleados

³ Nota. Usando la metodología de Pemex, el cálculo de la producción de hidrocarburos representa la suma de la producción de petróleo crudo y gas natural. El segundo se convierte en barriles de petróleo crudo equivalentes.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

VI.3. Producción de Crudo e Infraestructura

En cuanto a la producción y exportación de petróleo crudo, durante 2009 estos dos conceptos sufrieron caídas de 6.8% y 12.7%, respectivamente. Aunque el cambio es negativo, las tasas fueron menores a las reportadas en 2008, de 9.3% y 16.8%. Hay algunas razones para pensar que las reducciones serán menores en los próximos años. De hecho, suponemos incrementos moderados en nuestro escenario base. En cuanto a la producción del gas natural, hay que tomar en consideración que después de incrementos de 13% y 14% en 2007 y 2008, la producción de gas natural en 2009 avanzó apenas el 1.5%.

Hay dos elementos relativamente positivos en cuanto a la producción de petróleo crudo. Primero, aunque las caídas en la producción de Cantarell siguen siendo sustanciales, la importancia de ese campo ha disminuido significativamente. Esto quiere decir que en el futuro el impacto sobre la producción total sería menor, aun suponiendo que su tasa de declinación siga siendo importante. Por ejemplo, en 2005 Cantarell representaba el 61% de la extracción total de Pemex y en 2009, su participación se había reducido a 24.2%. Por otro lado, su tasa de declinación ha aumentado: de 2005 a 2009 Cantarell ha sufrido caídas anuales de 12%, 18%, 32% y 37%.

Otro elemento positivo, es el hecho de que excluyendo Cantarell, la producción sigue creciendo. En 2009 la producción sin Cantarell aumentó en 10.2%. Ésta es comparable con las tasas de crecimiento de 2006 a 2008: 12.4%, 9.9%, y 11.0%. Con el reporte al 1T10 tenemos dos trimestres consecutivos de incrementos en la producción de crudo contra el trimestre inmediatamente anterior. Este cambio de tendencia viene después de nueve trimestres consecutivos de reducciones.

Una explicación de los logros en cuanto a la producción de crudo es que son el resultado de las grandes inversiones que Pemex está haciendo en exploración y extracción. Estos resultados se reflejan en la siguiente tabla, donde se observa que los avances en 2009 fueron especialmente importantes.

Pemex: Inventario de Pozos e Infraestructura de Operación					
	2007	2008	2009	08/07	09/08
Pozos Terminados	659	729	1,150	10.6%	57.8%
Desarrollo	610	664	1,075	8.9%	61.9%
Exploración	49	65	75	32.7%	15.4%
Pozos en Operación	6,211	6,514	7,021	4.9%	7.8%
Inyectores	269	267	207	-0.7%	-22.5%
Productores	5,942	6,247	6,814	5.1%	9.1%
Crudo	2,884	3,127	3,713	8.4%	18.7%
Gas no asociado	3,058	3,120	3,101	2.0%	-0.6%
Infraestructura de Operación Seleccionada					
Equipos de perforación	227	143	176	-37.0%	23.1%
Plataformas Marítimas	215	225	231	4.7%	2.7%

Fuente: HR Ratings de México basado en información de Pemex

VI.4. Flujo de Efectivo y Deuda

A pesar de una tasa impositiva efectiva de 109% en 2009 (contra 117% en 2008), Pemex tuvo un desempeño positivo, en cuanto a flujo de efectivo. El flujo generado después de actividades de inversión y antes del pago de intereses fue positivo en P\$36.5Mm; éste contrasta con un saldo deficitario de P\$32.7Mm en 2008. Sin embargo los P\$36.5Mm no fueron suficientes para cubrir intereses y amortizaciones por P\$134Mm, resultando en financiamientos nuevos por P\$111Mm⁴. En consecuencia, la deuda neta en 2009 subió en P\$31.2Mm para llegar a P\$504Mm. En 2008 la deuda neta aumentó en P\$142.7Mm.

A pesar del creciente endeudamiento de Pemex (la deuda neta al cierre de 2006 era de P\$395Mm), el cargo neto por intereses se ha mantenido estable, alcanzando P\$30Mm en 2009 contra P\$36.2Mm en 2006. En la siguiente tabla, se muestra un resumen de la situación al cierre de 2009 y una perspectiva histórica de la estructura de la deuda.

El porcentaje de la deuda con respecto a la divisa mexicana se ha mantenido relativamente estable, entre el 16% y 19%. La alta dolarización del sector petrolero explica la concentración de la deuda en divisas extranjeras.

En términos de plazo, los vencimientos mayores a cuatro años subieron en 2009 a 51.3% contra 46% tanto en 2007 y 2008.

⁴ Nota: Favor de ver los estados financieros anuales en los anexos al final de este reporte.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Pemex: Estructura de Deuda, Divisa y Plazo			
	2007	2008	2009
Deuda Total	500,878	586,711	631,858
Corto Plazo	76,050	91,224	102,600
Largo Plazo	424,828	495,487	529,258
Efectivo y Valores	170,997	114,224	128,180
Deuda Neta	329,881	472,487	503,678
Deuda en Pesos	94,013	95,733	109,467
Deuda en otras divisas	406,865	490,978	522,392
Porcentaje en Pesos	18.8%	16.3%	17.3%
Perfil de Vencimientos: Montos			
Un Año	76,050	91,224	102,600
Dos Años	67,453	104,952	72,221
Tres Años	70,151	55,974	65,489
Cuatro Años	56,261	60,920	67,384
Mayor a Cuatro Años	230,963	273,640	324,164
Perfil de Vencimientos: Porcentajes			
Un Año	15.2%	15.5%	16.2%
Dos Años	13.5%	17.9%	11.4%
Tres Años	14.0%	9.5%	10.4%
Cuatro Años	11.2%	10.4%	10.7%
Mayor a Cuatro Años	46.1%	46.6%	51.3%

Fuente HR Ratings de México basado en información de Pemex. Cifras en millones de pesos.

VI.5. Capital Contable y el Resultado Neto

Es importante tomar nota del desempeño en el flujo y en la deuda cuando vemos el resultado neto y el capital contable. En 2009, Pemex reportó una pérdida neta de P\$46Mm, menor que la pérdida de P\$112Mm en 2008. El cambio en el resultado neto de P\$66Mm a favor de Pemex se explica fundamentalmente por tres razones: el deterioro en la utilidad de "operaciones normales", el efecto positivo del cambio de una pérdida cambiaria a una utilidad y, finalmente, la fuerte reducción en impuestos y derechos. La reducción en la utilidad de operaciones normales obedece a la caída en la utilidad de operación y de otros ingresos, principalmente reembolsos por concepto del IEPS.

Pemex: Cambios importantes en el resultado neto (millones de pesos)			
	2008	2009	Cambio
Utilidad de Operación	571,112	476,816	(94,296)
Otros ingresos	197,991	40,283	(157,708)
Utilidad de Operación Normal	769,103	517,099	(252,004)
Resultado Cambiario	(71,063)	14,684	85,747
Impuestos y Derechos	(771,702)	(546,633)	225,069
Otros	(38,414)	(31,284)	7,130
Resultado Neto	(112,076)	(46,134)	65,942
Capital Contable	26,886	(18,248)	(45,134)

Fuente: HR Ratings de México basado en información de Pemex

El resultado de las pérdidas, tanto de 2008 y 2009, fue que el capital contable de Pemex se convirtiera en una cifra negativa. Sin embargo, no detona ningún evento relativo a la deuda de la empresa, ni viola ningún "covenant" (condicionamiento en las estructuras de financiamiento).

VII. Indicadores Claves: Capacidad de Pago y Rentabilidad

VII.1. Capacidad de Pago (DSCR)

Nuestro escenario base muestra que Pemex, con el marco impositivo actual, tendría limitaciones para hacer frente a sus obligaciones en cuanto al pago de intereses y amortizaciones sobre su deuda, únicamente con los recursos internamente generados. Sin embargo, la estrecha relación entre Pemex y el Gobierno Federal indica que la empresa no debiera tener dificultades para conseguir el financiamiento externo necesario para cubrir los pagos de intereses y amortizaciones.

Nuestras estimaciones indican que su cobertura de deuda (DSCR) proyectada llega a 1.0x y excluyendo su caja al inicio del periodo, estimamos niveles de 0.07x, 0.04x 0.30x. Incluyendo la caja, el DSCR es mayor, pero continua siendo limitado en 0.76x, 1.05x y 1.38x.

En los dos casos (con y sin caja), el DSCR de Pemex se explica por la tasa impositiva que paga al Gobierno Federal. Aplicando una tasa de 30%, por ejemplo, vemos que el DSCR subiría en 2010 a 3.34x sin la caja y 4.42x con el efectivo disponible al cierre de 2011.⁵

⁵ Nota: En la elaboración de su flujo de efectivo, Pemex no separa ni los intereses cobrados ni los devengados como el catálogo de cuentas permite. En nuestra metodología, la cual usamos en los periodos proyectados, separamos los intereses cobrados y devengados del cálculo de flujo generado por los resultados. Para mantener cierta consistencia en la metodología, hemos ajustado los estados de flujo de efectivo reportados de Pemex para eliminar en las actividades de operación, el efecto de los intereses tanto cobrados como pagados.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Pemex (Base): Cobertura de Deuda en millones de pesos					
	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Flujo Libre de Efectivo	(70,662)	(11,959)	(20,455)	(35,018)	15,214
FLE más intereses cobrados	(33,227)	36,348	12,112	6,088	49,943
FLE menos intereses netos pagados	(107,110)	(41,951)	(70,792)	(86,888)	(53,657)
Amortizaciones más intereses pagados	206,491	133,641	184,717	164,870	168,923
Amortización entre deuda	26.5%	9.4%	16.1%	9.9%	7.8%
DSCR (FLE) sin caja inicial	-0.16	0.27	0.07	0.04	0.30
DSCR (FLE) con caja inicial	0.67	1.13	0.76	1.05	1.38
Impuestos y Derechos (30%)	197,888	150,150	177,637	197,849	220,138
Ahorro con impuesto 30%	580,408	371,160	408,871	494,621	513,656
FLE Ajustado con impuesto 30%	509,747	359,201	388,417	459,603	528,870
DSCR (FLE) Ajustado sin caja inicial	2.65	3.05	2.28	3.04	3.34
DSCR (FLE) Ajustado con caja inicial	3.48	3.90	2.97	4.05	4.42

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa

Aunque en nuestro análisis incorporamos cálculos del DSCR utilizando la caja inicial del periodo, consideramos que es más válido no incluirlo por la política de Pemex de no fondear sus obligaciones laborales. Pemex ha decidido no tener cuantiosas cantidades de recursos generando retornos por debajo de los alcanzables en inversiones en actividades petroleras. Por otro lado, es importante tomar en consideración que el fondeo de las obligaciones laborales no vendría de la tesorería de Pemex.

En parte, la mejoría que muestra la tabla en el DSCR en años futuros se debe a incrementos en el flujo de efectivo libre de la empresa. También, contribuye que el nivel de amortizaciones calendarizadas para Pemex muestra niveles moderados en 2009 y en 2010 y menores en 2011 y 2012.

La amortización calendarizada para 2012 representa el 7.8% de la deuda al final de 2011. Consideramos que este es un nivel adecuado debido a la naturaleza de la empresa que realiza inversiones de muy largo plazo. Sin embargo, Pemex y el Gobierno Federal podrían enfrentar ciertos cuestionamientos por parte de los inversionistas para refinanciar a largo plazo su deuda si no puede subir la tasa de restitución de sus reservas probadas a, por lo menos, el 100%. Al mismo tiempo es importante que su CAPEX se mantenga en niveles adecuados y que el costo de extracción tampoco suba de forma exagerada. Adicionalmente, sería conveniente que la canalización de recursos hacia al Gobierno Federal se modere.

VII.1.i. DSCR: Nota Metodológica

Medimos el flujo libre de efectivo (FLE) con un enfoque operativo, definiéndolo como el flujo neto de las actividades de la operación menos

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

nuestra estimación de gasto de inversión por mantenimiento (CAPEX de mantenimiento) y más/menos el rubro de diferencia en cambios en el efectivo y equivalentes. Normalmente, medimos el CAPEX de mantenimiento como la depreciación. Sin embargo, en el caso de Pemex y debido a la caída en sus niveles de producción, usamos el CAPEX mismo como medida para el CAPEX de mantenimiento. De hecho, es posible que nuestras proyecciones del nivel de CAPEX de mantenimiento sean bajas en vista de que la tasa de restitución de las reservas sigue estando por debajo del 100%. En 2009 la tasa alcanzó el 77%, basado en las reservas probadas al 1° de enero de 2010. Este nivel es mejor que el 71.8% reportado para 2009, sin embargo sigue por debajo del 100%.

La métrica del flujo neto de las actividades de operación incluye el flujo generado por resultados más/menos cambios en el capital de trabajo, otros activos/pasivos e impuestos a la utilidad pagados o devueltos.

Por ser una métrica operativa (y conforme a la lógica de la contabilidad mexicana a partir de 2008), el FLE no considera ni intereses ganados ni pagados. Por lo tanto, al calcular métricas de cobertura de deuda, le agregamos al FLE los intereses ganados y dividimos esta suma entre las amortizaciones e intereses pagados del periodo.

Esta medida de DSCR es una métrica idónea para determinar la sustentabilidad de la situación financiera de una empresa. Sin embargo, en el corto plazo la métrica adolece por el hecho de que no incorpora la caja que tiene la empresa para enfrentar sus obligaciones de pago. Por lo tanto, una métrica alterna para medir el DSCR es sumar la caja existente al principio del periodo examinado. Otra métrica sería utilizar un nivel de inversión reducida al mínimo nivel requerido para operar día a día. Sin embargo, no es una solución adecuada para el largo plazo.

VII.2. Rentabilidad

Nuestra métrica principal para medir la rentabilidad de una empresa es su retorno sobre capital empleado (ROCE). En el caso de Pemex, nuestro escenario base muestra niveles de 31% en promedio para el periodo proyectado de 2010 a 2012 (ver tablas presentadas abajo). Pensamos que los niveles mostrados son altos, en términos generales (por ejemplo, en la base ajustada por el riesgo contra Cetes), aunque no necesariamente competitivos contra empresas del mismo sector.

Sin embargo, es importante considerar que estos niveles representarían una reducción contra la rentabilidad alcanzada de 51%, 44% y 51% para el periodo 2006-2008 (26% en 2009). Es importante notar, que nuestro escenario base implica una estabilización en el ROCE. La caída en la producción de Cantarell, un yacimiento especialmente rentable, ha sido un factor importante para explicar la disminución en la rentabilidad de Pemex. Por otro lado, es positivo que ese yacimiento ya no tenga la importancia que antes gozaba, lo cual limita el impacto de caídas futuras

en su producción. Adicionalmente, es positivo que haya habido incrementos en la producción excluyendo Cantarell. Por el lado negativo, tenemos una tasa de restitución todavía sustancialmente por debajo del 100%.

Por otra parte, no es claro si las reformas en cuanto al gobierno corporativo de Pemex, incluyendo cierta flexibilidad en contratos de servicios relacionados a la exploración, podrían revertir esta tendencia, por lo menos en el mediano plazo.

VII.2.i. ROCE: Nota Metodológica

Como es el caso del DSCR, es importante considerar la metodología utilizada para elaborar nuestra métrica del ROCE.

En cuanto al numerador, tomamos como base la utilidad de operación, más otros ingresos para incluir el reembolso del IEPS por vender la gasolina a un precio “subsidiado”. Ajustamos ese número tomando varios factores en consideración. Primero, sustituimos la depreciación por la inversión en planta y equipo; esto por ser un concepto más adecuado en el caso de Pemex para medir el CAPEX de mantenimiento. Segundo, le quitamos una tasa efectiva de impuestos “normal” de 30% y así llegamos a una medida del NOPLAT (siglas en inglés para utilidad operativa normal, menos impuestos ajustados).

En cuanto al denominador, utilizamos el activo fijo en inmuebles, planta y equipo, más capital de trabajo, más otros ajustes de relativamente menor importancia. Es importante notar que incorporamos una pequeña parte de la caja como parte del capital empleado. Únicamente usamos una proporción equivalente a los requerimientos de capital de trabajo neto básico del periodo (cuentas por cobrar a clientes más inventarios menos proveedores).

La siguiente tabla presenta la elaboración de la métrica en detalle, en años recientes y futuros, basados en nuestros supuestos. El renglón de “Menos ajuste por CAPEX” representa la diferencia entre la inversión en planta, equipo e inmuebles esperada y la depreciación proyectada. El renglón de “Menos Impuesto Ajustado” muestra la diferencia entre el impuesto proyectado y una tasa efectiva menor de 30%.

Pemex (Base): Retorno sobre Capital Empleado (ROCE)							
	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Utilidad de Operación*	665,491	673,449	769,103	517,099	631,317	723,282	815,413
Menos ajuste por CAPEX	43,432	56,650	51,251	139,024	142,109	148,878	156,824
Utilidad de Operación Normal	622,059	616,799	717,852	378,075	489,208	574,404	658,589
Menos Impuesto Ajustado	186,618	185,040	215,356	113,422	146,762	172,321	197,577
U.O. Normal menos Imp. Ajus.	435,441	431,759	502,497	264,652	342,445	402,083	461,012
Activo Fijo Promedio	737,196	763,816	820,664	899,621	1,035,394	1,200,116	1,363,012
Capital de Trabajo Básico	n.a	102,148	122,307	74,331	31,378	24,721	26,484
Otro Capital Empleado	n.a	121,175	46,240	52,549	45,483	47,948	47,213
Capital Empleado	852,239	987,139	989,211	1,026,501	1,112,254	1,272,786	1,436,708
ROCE	51.1%	43.7%	50.8%	25.8%	30.8%	31.6%	32.1%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa. Información en millones de pesos. *Incluye "otros ingresos"

VII.3. Impuestos, Derechos, el IEPS y los Otros Ingresos

En este análisis examinamos la relación entre los ingresos petroleros del Gobierno Federal, por un lado, y de los impuestos causados de Pemex y sus "otros ingresos", por el otro. Este análisis nos ayuda a sentar las bases para ver la dependencia del Gobierno Federal a Pemex y proyectar los otros ingresos de Pemex.

Los otros ingresos pueden llegar a ser una importante fuente de recursos para la empresa. En el contexto de los impuestos, hemos utilizado el concepto de una tasa de 30%, ya que pensamos que nos permite tener una idea de la rentabilidad estructural de Pemex, como si fuera una empresa comercial, pero hay varios otros puntos que considerar. Primero, Pemex cuenta con las ventajas que derivan de ser monopolio público, y segundo, la percepción de muchos participantes en los mercados es que es una empresa que cuenta con una garantía implícita del Gobierno Federal para su deuda. No se pretende con este ejercicio, por ejemplo, poder comparar a Pemex con otras petroleras, ni privadas ni estatales.

En la siguiente tabla comparamos los impuestos causados por Pemex y los ingresos petroleros reportados por Hacienda. Dividimos los ingresos petroleros del Gobierno Federal entre el IEPS (la contraparte para Pemex siendo otros ingresos) y los demás derechos y aprovechamientos (básicamente), con su contraparte en la cuenta de impuestos y derechos, también en el estado de resultados de Pemex.

Impuestos e Ingresos Petroleros del Gobierno: Datos Comparativos					
	2006	2007	2008	2009	Acum.
Ingresos Petroleros Totales con IEPS	543,624	505,858	692,096	492,208	2,233,787
Ingresos Petroleros sin IEPS	585,842	554,183	909,705	489,008	2,538,737
Impuestos y Derechos Causados	604,765	677,256	771,702	546,633	2,600,356
IEPS cobrado por el Gob. Federal	(42,218)	(48,324)	(217,609)	3,200	(304,950)
Otros Ingresos Pemex	61,214	79,797	197,991	40,283	379,286

Fuente: HR Ratings de México basado en información de la SHCP y Pemex.

Cifras en millones de pesos. Cifras nominales para 2008 y 2009. Para 2006 y 2007 las cifras de Pemex están expresadas en pesos reales de diciembre de 2007. Datos del Gobierno Federal están expresados en pesos nominales.

La relación entre los ingresos petroleros del Gobierno Federal, excluyendo el IEPS, y los impuestos y derechos cobrados a Pemex está lejos de ser idéntica. Sin embargo, a la larga (por lo menos en los últimos cuatro años) los montos son muy similares. Entendemos que casi la totalidad de los otros ingresos de Pemex representa los recursos recibidos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público por concepto del IEPS, aunque ese monto dista del reportado por la misma Secretaría. Por otro lado, en el caso del IEPS cobrado por el Gobierno Federal y los otros ingresos de Pemex, la relación es menos exacta, aunque sí se puede apreciar cierta correlación. En el corto plazo, las diferencias entre el IEPS petrolero y los otros ingresos de Pemex se deben a las diferencias en contabilidad. La contabilidad del gobierno está basada en flujos, mientras que la de Pemex está basada en movimientos devengados. Sin embargo, en el largo plazo, las diferencias deben reducirse.

El IEPS (Impuesto Especial sobre Producción y Servicios) petrolero se utiliza de tal manera que tiene el efecto de compensar a Pemex cuando vende gasolina y diesel al público a un precio que podría considerarse, de una manera u otra, como subsidiado contra un precio de referencia. Como los números indican en la tabla anterior, una salida de recursos para Hacienda representa un ingreso para Pemex.

El IEPS es aplicable a gasolinas y diesel sobre uso automotriz, y se establece cada año en la Ley de Ingresos de la Federación. Por su parte, Pemex lo define de la siguiente manera: Si el "precio al público" (precio final) es mayor que el "precio productor", el IEPS lo paga el consumidor final. En el caso de que el precio al público sea menor que el precio productor, (y con ello creando una desventaja a Pemex), el IEPS es absorbido por la SHCP y acreditado a Pemex. En esta operación, Pemex funge como intermediador entre la SHCP y el consumidor. Debido a ello, podría establecerse que la diferencia principal entre el precio al público y el precio del productor es principalmente el IEPS. El precio al público lo establece la SHCP, mientras que el precio productor está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México.

Con la idea de establecer un mecanismo práctico para modelar los otros ingresos de Pemex, suponemos que la empresa recibirá, por concepto de ingresos por barril por la venta de gasolina y diesel, un monto referenciado al WTI. Los ingresos totales se componen de la suma de: 1) las ventas y 2) los otros ingresos. A partir de la relación histórica que observamos entre los ingresos totales y el WTI, proyectamos una supuesta relación entre ambos conceptos para el futuro. Para realizar un ajuste adicional, le sustraemos, al total de los ingresos, los ingresos por concepto de venta, y el remanente representaría los otros ingresos. En la siguiente tabla presentamos el resultado de este ejercicio.

Proyección de "Otros Ingresos" de Pemex								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Ingresos por Venta*	25,591	28,554	31,339	34,181	28,164	33,820	36,141	38,248
Otros Ingresos	1,438	5,766	7,322	18,233	3,029	6,758	8,995	11,736
Ingresos Totales	27,028	34,320	38,661	52,413	31,193	40,578	45,136	49,984
Volumen de Ventas Anuales**	362	388	407	427	420	411	426	439
Ingresos por Venta por barril	71	74	77	80	67	82	85	87
Otros Ingresos por barril	4	15	18	43	7	16	21	27
Ingresos Totales por barril	75	88	95	123	74	99	106	114
WTI promedio	56	66	73	100	62	78	84	91
Premio Ingresos Totales p.pb. a WTI	1.33	1.34	1.31	1.23	1.20	1.26	1.27	1.25

Fuente: HR Ratings de México proyecciones basado en información de Pemex

*Ingresos internos de gasolina y diesel. Información en USD millones, o USD por barril.

**Barriles en millones

La tabla muestra, según nuestro cálculo, los ingresos por barril (pb) basados en las ventas en el mercado interno de gasolina y diesel reportadas por Pemex. Por ejemplo, en el 2009, el ingreso pb fue equivalente a US\$67. Adicionalmente, Pemex recibió en la cuenta de otros ingresos el equivalente de US\$3,029mm, lo que representa US\$7pb de gasolina y diesel vendido en el mercado interno. La suma de estas dos cuentas de ingresos es US\$74pb. Comparamos estos ingresos totales pb de gasolina y diesel contra nuestro "benchmark" principal, el precio promedio del WTI de US\$62 en 2009, lo cual representa un premio de 1.20x (US\$67 contra US\$62). Con ello, observamos que en el periodo de 2005-2007, el premio fue estable en 1.32x y cayó a 1.23x en 2008, cuando el precio promedio del WTI subió a US\$100. Para 2009, el premio se mantuvo relativamente bajo en 1.20x, siendo el premio promedio para los cuatro trimestres terminados con el 1T10 de 1.20x. Suponemos que el premio subiría en los próximos años, pero que no llegarían a los altos niveles de 1.32x experimentados en el periodo 2005-2007.

VIII. Escenario Base: Evolución y Proyecciones Operativas

VIII.1. Comentarios Generales

En esta sección presentamos los supuestos y resultados financieros de nuestro escenario base. La parte más importante del modelo son los supuestos relativos a los ingresos. La información disponible no nos permite elaborar un módulo que proyecte en detalle los márgenes.

Para los márgenes, estamos tomando tres variables como relevantes: 1) la evolución en la participación de los ingresos por la exportación de petróleo crudo (el negocio con mayor margen) entre la ventas totales, 2) el incremento proyectado en las importaciones para satisfacer la demanda interna, y 3) el incremento esperado en los costos y gastos por beneficios a empleados. Pensamos que el primer factor será menos negativo en los próximos años que en el pasado reciente. También suponemos que el segundo podría tener un impacto negativo. En cuanto al tercero (un cargo, lo cual en sí no representa una salida de efectivo), suponemos que el efecto sería decreciente en los próximos años, medido como porcentaje de ventas.

En cuanto al incremento esperado en las importaciones, este factor podría ser compensado por una política de elevar precios en las ventas internas. El hecho de que Pemex es un monopolio estatal que vende una serie de productos con una elasticidad (precio y demanda) que suponemos relativamente baja, facilitaría esta alternativa. Pero cualquier política de este tipo, enfrentaría obstáculos políticos importantes y tendrían efectos negativos en los siguientes términos: 1) elevaría las presiones inflacionarias, 2) afectaría negativamente a la demanda interna con un impacto negativo en la recaudación tributaria, y 3) reduciría la competitividad internacional de la economía mexicana por su elevación en costos. Los tres factores tendrían efectos adversos para la economía y para la viabilidad de las finanzas públicas.

En términos más generales, nuestro escenario base supone un fuerte incremento en los ingresos de 15.6% en 2010, en pesos nominales. Esto vendría después de un declive de 18% en 2009. Primordialmente el incremento en el precio internacional de petróleo crudo explicaría este aumento en los ingresos. En términos de volumen estaríamos esperando incrementos en la demanda interna y en la plataforma de exportación de crudo. Entre 2009 y 2012 suponemos un incremento anual promedio de 1.1%. En 2011 y 2012 estamos proyectando incrementos en los ingresos totales de 10% en promedio.⁶

⁶ **Nota:** En este reporte, normalmente distinguimos entre gas natural y productos petrolíferos. Las razones principales por esta distinción son: 1) se mide el primero en términos de pies cúbicos y no en barriles y 2) los precios internacionales de referencia son distintos.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

VIII.2. Ventas de Exportación

A continuación presentamos detalles de nuestras proyecciones para las ventas al exterior. Para dar contexto, también incluimos las ventas totales de Pemex, tanto históricas como proyectadas.

Pemex Base: Ventas de Exportación y Comercio Exterior en Términos Relativos (millones de pesos)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas Totales	1,036,751	1,115,844	1,328,067	1,094,158	1,265,175	1,392,165	1,528,769
Ventas de Exportación	503,036	531,971	644,419	492,495	575,027	642,069	719,271
Crudo y condensados	450,649	473,635	561,970	414,005	485,024	536,682	601,164
Petrolíferos	47,696	50,903	75,355	74,571	86,088	101,204	113,510
Petroquímicos	3,621	2,736	2,681	2,234	2,523	2,701	3,023
Gas natural seco	1,069	4,697	4,413	1,685	1,392	1,482	1,574
Export . de CyC a Ventas Totales	43.5%	42.4%	42.3%	37.8%	38.3%	38.6%	39.3%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

VIII.2.i. Producción y Exportación de Crudo

La tabla indica que las exportaciones representaron el 45% de las ventas totales durante 2009, mientras que las exportaciones de crudo y condensados (CyC) representaron el 37.8% de las ventas totales. Esta participación ha ido bajando, habiendo alcanzado el 43.5% en 2006. Sin embargo, nuestras proyecciones indican que las exportaciones de CyC podrían subir en términos absolutos y relativos.

Hay dos factores clave en las proyecciones de las exportaciones de crudo: primero, la producción total y segundo, los requerimientos estimados para el uso interno del crudo para producir productos petrolíferos. El remanente representa el crudo disponible para exportación. Analizaremos estos supuestos (los cuales se incluyen en las tablas presentadas) más adelante en esta sección.

En la siguiente tabla mostramos las tasas de crecimiento implícitas en las proyecciones presentadas en el cuadro anterior.

Pemex Base: Cambio en las Ventas de Exportación (Pesos)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas Totales	7.6%	19.0%	-17.6%	15.6%	10.0%	9.8%
Ventas de Exportación	5.8%	21.1%	-23.6%	16.8%	11.7%	12.0%
Crudo y condensados	5.1%	18.7%	-26.3%	17.2%	10.7%	12.0%
Petrolíferos	6.7%	48.0%	-1.0%	15.4%	17.6%	12.2%
Petroquímicos	-24.4%	-2.0%	-16.7%	12.9%	7.0%	11.9%
Gas natural seco	339.3%	-6.0%	-61.8%	-17.4%	6.5%	6.2%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Lo más importante es el incremento esperado en 2010 de 17.2% en las exportaciones de CyC, contra 16.8% para las ventas totales al exterior. Esto supone un incremento de 25% en el precio en USD de la mezcla mexicana y un incremento en el volumen de menos de 1%. Adicionalmente, suponemos una revaluación del peso contra el USD, lo cual reduce el impacto en pesos del incremento del precio del crudo en USD. En 2011 vemos un incremento de 10.8% en las exportaciones, principalmente por la expectativa de que el precio internacional del crudo experimente un avance de aproximadamente 7%.

En la tabla presentada a continuación vemos con mayor detalle los supuestos incorporados dentro de nuestro escenario base, relativos a las exportaciones.

Pemex Base: Volumen y Precios de Exportaciones							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción Total Crudo (mbd)	3,256	3,077	2,792	2,602	2,605	2,662	2,704
Exportaciones (mbd)	1,794	1,687	1,404	1,225	1,234	1,253	1,266
Uso Interno Implícito (mbd)	1,462	1,390	1,388	1,376	1,371	1,409	1,438
Precio promedio mezcla (US\$/b)	53.6	61.7	84.4	57.0	71.0	76.1	82.9
Precio Promedio WTI (US\$/b)	66.2	72.7	99.6	61.9	78.3	83.5	91.1
Gas natural seco (MMpcd)	33	139	107	66	54	55	55
Petrolíferos (mbd)	188	180	192	244	237	255	258
Gasolinas (mbp)	87	80	69	71	69	71	71
Otros Petrolíferos (mbd)	101	100	123	173	168	184	187
Combustóleo	36	34	59	121	135	139	141
Otros	65	66	64	52	33	45	46
Precio Petrolíferos (US\$/b)	52	63	83	53	67	71	78
Petroquímicos (mt)	817	693	587	741	737	723	730
Precio de exportaciones (USD p t)	365	352	571	199	253	265	289

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

El supuesto inicial es la producción total de petróleo crudo. Aquí estamos suponiendo que en 2010, la producción podría estabilizarse alrededor de los niveles de 2009 en 2,600mbd (miles de barriles al día). Suponemos ligeros incrementos de 2.2% y 1.6% en 2011 y 2012.

Pemex Base: Cambios en volúmenes y precios de Exportaciones						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción Total Crudo (mbd)	-5.5%	-9.3%	-6.8%	0.1%	2.2%	1.6%
Exportaciones (mbd)	-6.0%	-16.8%	-12.7%	0.7%	1.5%	1.1%
Uso Interno Implícito (mbd)	-4.9%	-0.2%	-0.8%	-0.4%	2.8%	2.0%
Precio promedio mezcla (US\$/b)	15.2%	36.8%	-32.5%	24.7%	7.1%	9.0%
Precio Promedio WTI (US\$/b)	9.8%	37.0%	-37.9%	26.6%	6.7%	9.0%
Gas natural seco (MMpcd)	324.4%	-22.8%	-38.1%	-18.0%	1.0%	0.0%
Petrolíferos (mbd)	-4.0%	6.5%	27.4%	-3.1%	7.6%	1.2%
Gasolinas (mbp)	-7.9%	-13.8%	3.9%	-3.8%	2.9%	0.0%
Otros Petrolíferos (mbd)	-0.7%	22.7%	40.6%	-2.8%	9.4%	1.7%
Combustóleo	-5.0%	74.0%	106.2%	11.3%	3.0%	1.5%
Otros	1.6%	-3.5%	-19.6%	-36.0%	35.8%	2.3%
Precio Petrolíferos (US\$/b)	20.8%	30.9%	-36.3%	27.0%	6.8%	9.0%
Petroquímicos (mt)	-15.2%	-15.3%	26.4%	-0.5%	-2.0%	1.0%
Precio de exportaciones (USD p t)	-3.7%	62.0%	-65.1%	27.1%	4.8%	9.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Estos datos están basados en el supuesto de que la producción en Cantarell seguiría bajando de manera importante. Suponemos una tasa de declinación de 27% anual en promedio. Excluyendo Cantarell, las proyecciones suponen incrementos de 7.7% en promedio durante el periodo proyectado. Los crecimientos en la producción total proyectada representarían un cambio importante contra las fuertes tasas negativas en años recientes; de 5.5%, 9.3% y 6.8% en 2007, 2008 y 2009.

Producción de Petróleo Crudo por Región

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	3,334	3,255	3,077	2,792	2,602	2,605	2,662	2,704
Total excluyendo Cantarell	1,305	1,467	1,612	1,790	1,972	2,141	2,313	2,460
Región Marina Noreste	2,357	2,205	2,019	1,746	1,493	1,408	1,367	1,331
Cantarell	2,029	1,788	1,465	1,003	630	465	348	244
Ku-Maloob-Zaap	319	394	513	702	801	846	893	949
Otros	9	23	41	42	63	98	125	138
Región Marina Suroeste	396	475	506	500	518	561	616	658
Región Sur	497	491	465	459	498	539	578	611
Región Norte	84	84	87	87	93	97	100	103

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Crecimiento en Producción de Petróleo Crudo por Región							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	-2.4%	-5.5%	-9.2%	-6.8%	0.1%	2.2%	1.6%
Total excluyendo Cantarell	12.4%	9.9%	11.0%	10.2%	8.6%	8.1%	6.3%
Región Marina Noreste	-6.4%	-8.5%	-13.5%	-14.5%	-5.7%	-2.9%	-2.6%
Cantarell	-11.9%	-18.1%	-31.5%	-37.2%	-26.2%	-25.0%	-30.0%
Ku-Maloob-Zaap	23.5%	30.3%	36.7%	14.1%	5.6%	5.6%	6.2%
Otros	155.6%	76.1%	2.5%	52.4%	54.5%	27.9%	10.8%
Región Marina Suroeste	19.9%	6.5%	-1.1%	3.4%	8.4%	9.9%	6.7%
Región Sur	-1.2%	-5.2%	-1.4%	8.4%	8.4%	7.2%	5.7%
Región Norte	0.0%	3.6%	0.3%	6.9%	4.1%	3.5%	2.8%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Las proyecciones suponen también que la relación entre las exportaciones y la producción del crudo se irán estabilizando. En años recientes hemos visto mayores reducciones en las exportaciones que en la producción total, debido a los requerimientos domésticos. Ahora que vemos una estabilización en la producción, suponemos que la relación no sufrirá cambios importantes. En 2006, por ejemplo, las exportaciones representaron el 55% de la producción total. Esta participación cayó a 47.1% en 2009. Para 2012 suponemos que las exportaciones representarían el 46.8% de la producción total.

Medimos el monto que suponemos sería necesario para la elaboración de otros productos (o el uso interno), en términos relativos a la producción de petrolíferos, usando esa métrica como guía. Por ejemplo, entre 2006 y 2009 el “uso interno” representaba un promedio del 92.5% de la producción de petrolíferos, con una tendencia decreciente en esta métrica durante el periodo. Para el periodo proyectado estamos suponiendo una tasa de 91.4%. El uso de una tasa ligeramente por debajo de la tasa histórica reciente, implica una ligera “liberación” de petróleo crudo para la exportación.

VIII.2.ii. Precio del Petróleo: WTI y la mezcla mexicana

Adicionalmente al supuesto relativo a la plataforma de exportación, otra variable es el precio del “benchmark” WTI. Estamos suponiendo que este llegaría a US\$78.2 en 2010, contra US\$61.9 en 2009. Además, suponemos que habrá incrementos adicionales de casi 7% en 2011 y de 9% en 2012. Para 2012 el promedio llegaría a US\$91, cerca al máximo alcanzado en 2008 de US\$99.6.

Proyectar la evolución del precio del petróleo crudo en el mercado global es extremadamente complicado por la presencia de múltiples factores causales; uno de los más importantes es el crecimiento económico global. En este punto, el escenario supone un crecimiento bajo,

especialmente en los países desarrollados. Otro factor sería el valor del dólar estadounidense porque el precio del crudo está cotizado en esa divisa. Aunque vemos un dólar bajo muchas presiones por el déficit fiscal de los EUA y por una probable expansión en el déficit comercial de ese país, la divisa sigue teniendo la ventaja de ser la divisa de reserva del mundo. Su competidor más importante, el euro, ahora también se ve enfrentando muchos retos por los problemas fiscales de varios países en la zona. Por su parte, el yen podría seguir ganando terreno contra el dólar, lo cual podría presionar un poco el precio del petróleo. Pero eventualmente habría incrementos en las tasa de interés de los EUA lo cual atenuaría la revaluación de la divisa japonesa.

Un tercer factor sería la oferta del crudo y la volatilidad de la misma. En cuanto a la oferta hay factores encontrados. Por un lado tenemos la creciente dificultad de las condiciones de extracción para empresas transaccionales en países en desarrollo y tendencias bajistas en la producción en las mismas, como México, Rusia y Venezuela. Por el otro lado ha habido avances tecnológicos que han abierto yacimientos que anteriormente no hubieran sido costeables con procesos menos desarrollados. Esto se ha visto en la exploración tanto en aguas profundas en el Golfo de México como en tierra, siendo especialmente importante los yacimientos de lutitas (shale) en los Estados Unidos. La explotación de formaciones de lutitas ha sido muy notoria en la producción de gas “no-convencional” en los Estados Unidos.

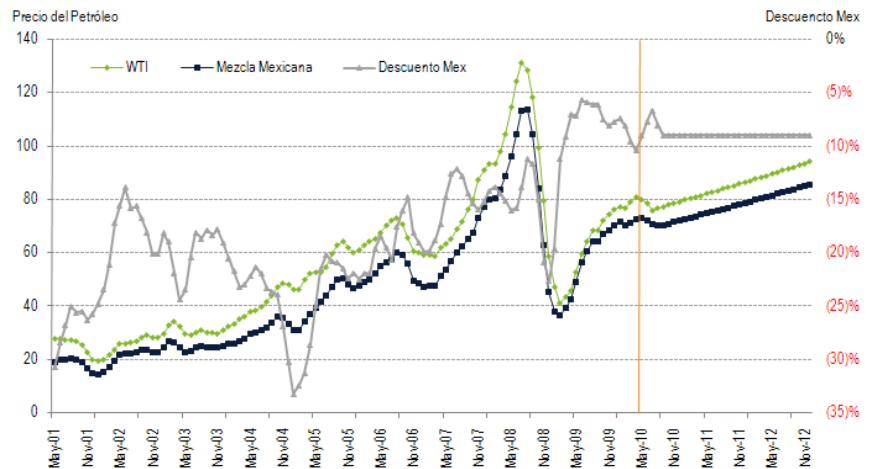
En cuanto a la oferta, es sumamente difícil proyectar el impacto de eventos políticos. El avance de Irán en sus esfuerzos de hacerse una potencia nuclear podría ser especialmente desestabilizador. Esto podría afectar la demanda y la especulación financiera como factor que provoque volatilidad en los precios.

Adicionalmente al precio del WTI, hacemos supuestos acerca al descuento al cual se vende la mezcla mexicana, relativos al precio del WTI. Este descuento ha ido bajando de manera importante en años recientes. En 2006, el descuento promedio fue de 19.1%, bajando a 15.2% en 2007. En 2008 se mantuvo estable pero en 2009 bajó a únicamente el 7.9%. En los últimos seis meses de 2009 el descuento tuvo un promedio de 7% pero con unos incrementos en los primeros meses de 2010. En el periodo proyectado estamos suponiendo un descuento de aproximadamente 9%.

Con estos supuestos llegamos a estimaciones de precios promedios para la mezcla mexicana de: US\$71, US\$76 y US\$83 para 2010-2012. En 2008 y 2009 el promedio de la mezcla fue de: US\$84.4 y US\$57.1.

El resultado de nuestras estimaciones se ve en la siguiente gráfica mostrando la evolución de los precios WTI, la mezcla mexicana y el descuento.

Precios del Petróleo: Mezcla Mexicana y WTI



VIII.2.iii. Otros productos de exportación

Después de las exportaciones de petróleo crudo, las ventas externas más importantes son los petrolíferos. En 2009 las exportaciones petrolíferas en términos de volumen alcanzaron los 244mbd, o el 20% de las exportaciones de crudo. En términos de valor los petrolíferos representaron el 18% de las de las exportaciones de CyC y el 15% de todas las exportaciones. Dentro de estos, el producto más importante fue el combustóleo que representaba el 50% de las exportaciones de petrolíferos total en términos de volumen.

En cuanto a la proyección de las exportaciones en términos de volumen, el escenario se complica por la volatilidad observada. En 2007 las exportaciones de productos petrolíferos bajaron el 4%, y luego subieron el 6.5% en 2008. En 2009, un año recesivo, el volumen de exportaciones subió el 27% debido al avance de 106% en la venta de combustóleo. Para 2010 estamos proyectando una reducción de 3% en las exportaciones totales de petrolíferos, con incrementos de 8% y de 1.2% en 2011 y 2012.⁷

Los precios de exportación suponemos subirían en un 27% similar al incremento esperado en el precio promedio del WTI. Históricamente, ha habido una relación relativamente estable entre el precio ponderado promedio realizado por las exportaciones de petrolíferos y el precio del WTI. Por ejemplo, en 2006 el precio de exportación de las petrolíferas tenía un descuento al WTI de 21%, lo cual se redujo a 13% en 2007. Esta tasa experimentó menos movimiento en 2008 y 2009, quedando en 17%

⁷ Nota: En sus "Indicadores Petroleros", Pemex desglosa los volúmenes de exportación de los productos petrolíferos, pero en términos de valor, las exportaciones se expresan sin desglosarse. Por lo tanto, suponemos un precio único para todos los productos en nuestras proyecciones.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

y 15%, respectivamente. En nuestras proyecciones estamos suponiendo que el descuento se mantenga en 15%.

El resultado de nuestros supuestos relativo a los precios y volúmenes de exportación nos da incrementos proyectados de 15.3% en el valor en pesos de las ventas al exterior de los productos petrolíferos en 2010. En los dos siguientes años proyectamos incrementos de 17.7% y 12.2%.

En cuanto a las exportaciones de los petroquímicos y el gas natural seco, nuestras proyecciones se encuentran en el desglose de las ventas al exterior. Sin embargo, estos son de poca importancia representando menos de 1% de las exportaciones, y de una participación menor todavía de las ventas totales.

VIII.3. Gas Natural: Producción y Ventas

Antes de iniciar nuestro análisis de las ventas internas es necesario comentar la forma en que incorporamos el gas natural dentro de nuestro modelo de proyecciones. Aquí presentamos una tabla que resume la evolución y nuestros supuestos durante el periodo proyectado.

Pemex Base: Evolución de Gas Natural							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción Total (MMpcd)	5,355	6,057	6,918	7,031	7,054	7,300	7,565
Ventas Internas (MMpcd)	2,955	3,074	3,087	3,118	3,237	3,334	3,451
Importaciones (MMpcd)	450	385	448	422	414	390	371
Exportaciones (MMpcd)	33	140	107	66	54	55	55
Prod. Disp. a Venta Final (neto de export.)	2,504	2,688	2,640	2,697	2,823	2,943	3,080
Prod. Destinado a la Oper. (MMpcd)	2,817	3,229	4,171	4,268	4,176	4,301	4,430
Precio de Ventas Internas (US\$mpc)	6.47	6.58	8.67	3.88	4.62	4.93	5.30
Precio de Importaciones (US\$mpc)	206.23	72.49	104.61	163.62	53.99	4.78	5.00
Precio de Exportaciones (US\$mpc)	805.20	1,119.21	1,620.97	1,317.17	309.45	4.77	5.00
Precio de Exportaciones (US\$bpc)	1,397.79	491.35	709.04	1,109.02	365.92	32.43	33.87
Precio de WTI (US\$/b)	66.23	72.74	99.64	61.88	78.33	83.54	91.06
Precios Internos a Importaciones	3.1%	9.1%	8.3%	2.4%	8.6%	103.1%	106.1%
Prod. para la Oper a Prod. Total	52.6%	53.3%	60.3%	60.7%	59.2%	58.9%	58.6%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Con respecto a la producción, observamos un cambio importante en la tendencia de crecimiento, lo cual estamos incorporando en cierta forma en nuestras proyecciones. En 2009 la producción de gas natural avanzó apenas el 1.6%; esto después de tres años de crecimientos anuales promedio de 12.8%. En 2005 el crecimiento fue de 5.4%. Para los siguientes tres años estamos suponiendo crecimientos anuales de 0.3%, 3.5% y 3.6%. Estas proyecciones suponen que la Región Marina

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

Noroeste (la cual incluye Cantarell y representaba el 25% de la producción en 2009) sufriría una caída adicional de 16% en 2010. En contraste el resto de los yacimientos tendría incrementos anuales promedios de aproximadamente 4.7%.

Producción de Gas Natural por Región

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	4,818	5,356	6,057	6,918	7,031	7,053	7,300	7,565
Región Marina Noreste	928	920	1,156	1,901	1,784	1,493	1,513	1,524
Canterell	759	716	940	1,625	1,451	1,165	1,170	1,170
Otros	169	204	216	276	332	329	342	354
Región Marina Suroeste	655	856	993	1,023	1,112	1,156	1,207	1,242
Región Sur	1,400	1,352	1,353	1,450	1,599	1,731	1,813	1,917
Región Norte	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,673	2,768	2,882
Burgos	1,217	1,330	1,412	1,383	1,515	1,638	1,726	1,817
Veracruz	499	723	921	957	810	838	845	868
Otros	119	175	223	204	212	197	197	197

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Crecimiento en Producción de Gas Natural por Región

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	11.2%	13.1%	14.2%	1.6%	0.3%	3.5%	3.6%
Región Marina Noreste	-0.9%	25.7%	64.4%	-6.2%	-16.3%	1.3%	0.8%
Canterell	-5.7%	31.3%	72.8%	-10.7%	-19.8%	0.5%	0.0%
Otros	20.7%	5.8%	27.8%	20.5%	-1.1%	4.1%	3.4%
Región Marina Suroeste	30.7%	15.9%	3.0%	8.7%	4.0%	4.4%	2.9%
Región Sur	-3.4%	0.1%	7.2%	10.3%	8.2%	4.7%	5.8%
Región Norte	21.4%	14.7%	-0.5%	-0.3%	5.4%	3.5%	4.1%
Burgos	9.3%	6.1%	-2.1%	9.5%	8.2%	5.4%	5.2%
Veracruz	44.9%	27.4%	3.9%	-15.3%	3.5%	0.7%	2.8%
Otros	47.1%	27.3%	-8.3%	3.5%	-7.0%	0.0%	0.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Un elemento importante en nuestro módulo de gas natural es la estimación del monto que sería necesario dedicar para uso interno de Pemex; por ejemplo en procesos de inyección para la extracción del crudo en campos en proceso de maduración y como insumo en la producción de petroquímicos. Medimos este variable como la producción total menos las ventas internas más importaciones y menos exportaciones. Suponemos que el requerimiento para uso interno (producción destinada a la operación) tendrá un crecimiento menor que la de la producción total. Esto sería favorable para Pemex en el sentido de reducir las importaciones necesarias para satisfacer la demanda interna. Como porcentaje de la producción total, estimamos que la producción

dedicada para la operación subió de 52.6% en 2006 a 60.7% en 2009. Para los siguientes años, proyectamos que este factor bajaría para alcanzar el 59% en 2010.

Pemex Base: Crecimiento de Variables del Gas Natural

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción Total (MMpcd)	13.1%	14.2%	1.6%	0.3%	3.5%	3.6%
Ventas Internas (MMpcd)	4.0%	0.4%	1.0%	3.8%	3.0%	3.5%
Importaciones Pemex (MMpcd)	-14.5%	16.3%	-5.7%	-2.0%	-5.6%	-5.0%
Exportaciones (MMpcd)	327.0%	-23.4%	-38.2%	-17.6%	1.0%	0.0%
Prod. Disp. a Venta Final (neto de export.)	7.4%	-1.8%	2.2%	4.7%	4.3%	4.6%
Prod. Destinado a la Oper. (MMpcd)	14.6%	29.2%	2.3%	-2.1%	3.0%	3.0%
Precio de Ventas Internas (US\$mpc)	1.7%	31.8%	-55.2%	19.0%	6.7%	7.5%
Precio de Importaciones (US\$mpc)	-64.8%	44.3%	56.4%	-67.0%	-91.1%	4.4%
Precio de Exportaciones (US\$mpc)	39.0%	44.8%	-18.7%	-76.5%	-98.5%	4.7%
Precio de Exportaciones (US\$bpc)	-64.8%	44.3%	56.4%	-67.0%	-91.1%	4.4%
Precio de WTI (US\$/b)	9.8%	37.0%	-37.9%	26.6%	6.7%	9.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

En consecuencia, el gas que Pemex podría vender a terceros experimentaría crecimientos positivos, aumentando en un 4.5% en promedio en el periodo 2010-2012.

En cuanto al precio del gas, suponemos que este se mantenga relativamente estable en alrededor de entre US\$4.77 y US\$5.00 por mil pies cúbicos. Un factor que ayuda a mantener estable el precio, en nuestro escenario base, es la expansión en la producción de gas natural "no-convencional" en los EUA. El precio del gas natural en los EUA podría subir si hubiera una decisión de política pública de promover la sustitución de gas natural por carbón como fuente de energía en la generación de electricidad.

En términos de volumen, nuestro escenario base supone que las importaciones totales de gas natural podrían bajar debido a la estimación de la producción alrededor del 4% al año. En contraste, suponemos que la demanda interna experimentaría tasas de crecimiento de 5%, 3% y 4% en el periodo 2010-2012.

Una parte importante en este escenario del gas natural es que la fuerte reducción en la tasa de crecimiento en la producción reportada durante 2009, después de incrementos importantes en años anteriores, podría seguir en 2010. Pero también suponemos que regresaríamos a mayores, aunque modestas, tasas de crecimiento en 2011 y 2012.

VIII.4. Las Ventas Internas

VIII.4.i. Volumen de Ventas

En cuanto a los ingresos internos, en la siguiente tabla presentamos nuestras proyecciones. Los ingresos en el país representaron el 54.5% del total durante 2009. Los petrolíferos, en todas sus variantes, representan el rubro más importante, aportando el 86.5% de las ventas en el país durante 2009. En segundo término se ubica la venta de gas natural, representando el 10%, y petroquímicos participando con el 3.5% restante.

Pemex Base: Ventas en el País e Ingresos por Servicios (millones de pesos)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas Totales	1,036,751	1,115,844	1,328,067	1,094,158	1,265,175	1,392,165	1,528,769
En el País	533,716	579,670	679,753	596,371	684,436	744,156	803,320
Gas natural	76,012	80,569	106,822	59,917	69,436	77,650	87,806
Petrolíferos	435,487	475,900	543,040	515,699	586,335	634,229	676,986
Gasolinas	223,283	245,951	265,964	259,003	290,137	315,843	339,297
Diesel	88,918	96,281	111,386	121,743	140,220	151,843	163,865
Gas L. P.	52,604	54,480	55,972	49,461	54,207	56,327	58,028
Otros	70,681	79,188	109,718	85,492	101,771	110,216	115,796
Petroquímicos	22,217	23,201	29,891	20,755	28,665	32,277	38,528
Ingresos por servicios	n.a.	4,203	3,895	5,292	5,712	5,940	6,178

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

La evolución de las ventas en el país en términos de crecimiento en pesos se presenta en la siguiente tabla.

Pemex Base: Cambios en las Ventas en el País e Ingresos por Servicios						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas Totales	7.6%	19.0%	-17.6%	15.6%	10.0%	9.8%
En el País	8.6%	17.3%	-12.3%	14.8%	8.7%	8.0%
Gas natural	6.0%	32.6%	-43.9%	15.9%	11.8%	13.1%
Petrolíferos	9.3%	14.1%	-5.0%	13.7%	8.2%	6.7%
Gasolinas	10.2%	8.1%	-2.6%	12.0%	8.9%	7.4%
Diesel	8.3%	15.7%	9.3%	15.2%	8.3%	7.9%
Gas L. P.	3.6%	2.7%	-11.6%	9.6%	3.9%	3.0%
Otros	12.0%	38.6%	-22.1%	19.0%	8.3%	5.1%
Petroquímicos	4.4%	28.8%	-30.6%	38.1%	12.6%	19.4%
Ingresos por servicios	n.a.	-7.3%	35.9%	7.9%	4.0%	4.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Es importante señalar que los crecimientos esperados en las ventas internas están ligeramente por debajo de las expectativas de las ventas totales, más aun contra las exportaciones. El factor principal que explica esta tendencia es el supuesto de que los precios internos en USD no crecerían al mismo ritmo que el precio del *benchmark*.

Pemex Base: Volumen de Ventas en México

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Prod. Gas natural Total (MMpcd)	5,355	6,057	6,918	7,031	7,054	7,300	7,565
Gas natural seco (MMpcd)	2,955	3,074	3,087	3,118	3,237	3,334	3,451
Petrolíferos (mbd)	1,762	1,813	1,823	1,772	1,766	1,834	1,882
Gasolina	718	760	792	791	759	789	811
Diesel	345	355	378	359	367	378	390
Gas L.P.	306	301	292	281	307	313	316
Combustóleo	264	257	220	208	206	220	226
Otros	130	140	142	131	127	134	138
Petroquímicos (mt)	3,826	3,992	4,135	4,014	4,502	4,665	4,800

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

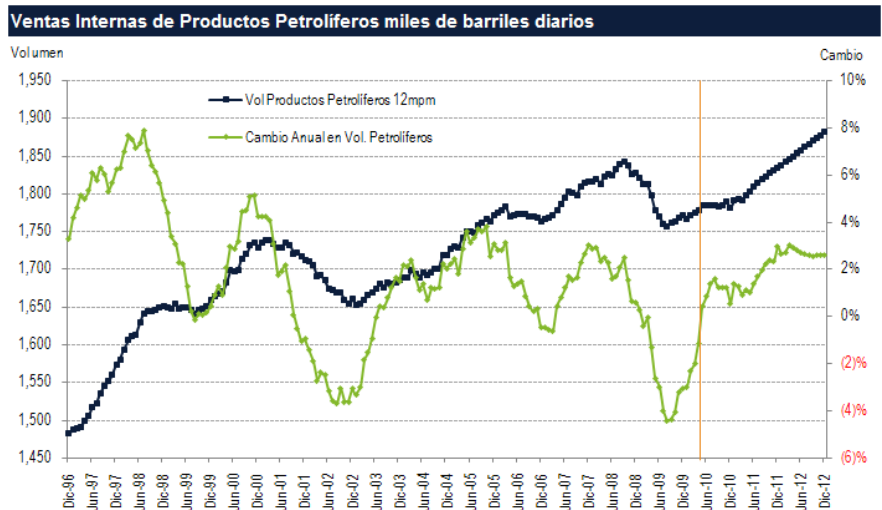
En la tabla anterior mostramos la evolución esperada en la producción y ventas de gas natural, incluyendo la relación entre las ventas en el país y la producción total, la cual vemos subiendo ligeramente. Este es el resultado, en buena parte, del mayor crecimiento en las ventas internas en el periodo proyectado. Los cambios en las ventas por volumen implícito en los números presentados en la tabla anterior, se presentan en la tabla siguiente.

Pemex Base: Crecimientos en el Volumen de Ventas en México

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Prod. Gas natural Total (MMpcd)	13.1%	14.2%	1.6%	0.3%	3.5%	3.6%
Gas natural seco (MMpcd)	4.0%	0.4%	1.0%	3.8%	3.0%	3.5%
Petrolíferos (mbd)	2.9%	0.5%	-2.8%	-0.3%	3.8%	2.6%
Gasolina	5.8%	4.2%	-0.1%	-4.1%	4.0%	2.8%
Diesel	3.0%	6.4%	-4.9%	2.2%	3.0%	3.2%
Gas L.P.	-1.5%	-3.1%	-3.5%	9.1%	1.9%	1.0%
Combustóleo	-2.6%	-14.5%	-5.1%	-1.3%	6.7%	3.1%
Otros	7.7%	1.1%	-7.5%	-2.9%	5.3%	2.9%
Petroquímicos (mt)	4.4%	3.6%	-2.9%	12.2%	3.6%	2.9%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

En cuanto a los otros petrolíferos, suponemos estabilidad en 2010 seguida por incrementos de 3.8% y 2.6% en 2011 y 2012. Es importante destacar que durante el 1T10 el volumen de ventas de los petrolíferos cayó 2.5% a pesar del incremento en el PIB de más de 4%. La ausencia de una relación más exacta entre la demanda interna y el PIB dificulta las proyecciones. En contraste, durante el primer trimestre de 2010 el volumen de ventas de productos petroquímicos creció un fuerte 6.6%. La evolución de las ventas de petrolíferas en el país, excluyendo gas natural, se presenta en la siguiente gráfica.



Fuente: HR Ratings de México proyecciones con información de INEGI

VIII.4.ii.Precios de Venta

En cuanto a los precios, los niveles y los cambios en los mismos, se encuentran en las siguientes dos tablas. Hay varios factores que se utilizaron para proyectar los precios: primero, las tendencias en años recientes, especialmente en 2009 y segundo, los movimientos en USD y el tipo de cambio esperado. Los movimientos en los precios en USD están relacionados a movimientos en sus respectivos *benchmarks* o precios de referencia. Para los petrolíferos y los petroquímicos las referencias son básicamente el WTI, aunque para el segundo también consideramos el precio del gas natural, siendo este un insumo importante. En tercer lugar, incorporamos nuestros supuestos en cuanto a las diferencias entre movimientos en los precios internacionales de los *benchmarks* y los precios internos, lo cual reflejan otros factores de política pública, como presiones inflacionarias y requerimientos presupuestales.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

En las dos tablas que se presentan a continuación mostramos los supuestos relativos a los precios en términos de USD y sus cambios en esa misma divisa.

En la determinación de los precios en USD un factor importante es la relación entre el producto vendido y el precio de su *benchmark*. En el caso de los petrolíferos se muestra la relación entre el precio ponderado de venta en el mercado interno de México y el precio proyectado del WTI. Un elemento importante en el escenario es el supuesto de que la rapidez del incremento en el precio del WTI en 2010 no sería completamente compensada por incrementos en los precios de los petrolíferos. Vimos un efecto similar en 2008 (aunque de mayor magnitud). Al finalizar el periodo proyectado en 2012, suponemos que los petrolíferos tendrían un descuento contra el WTI de 4.4% contra un descuento de 16.2% en 2008. En los dos años, el precio ponderado sería similar, US\$75 en 2012 contra US\$74 en 2008.

Pemex Base: Precios Implícitos Ventas Internas (USD)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas natural seco (mpc)	6.47	6.58	8.67	3.88	4.62	4.93	5.30
Petrolíferos (pb)	62	66	74	59	71	73	75
Gasolina	78	81	84	66	82	85	87
Diesel	65	68	73	69	82	85	87
Gas L.P.	43	45	48	36	38	38	38
Otros	45	50	76	50	66	66	66
Petrolíferos a WTI	17.7%	11.6%	-16.2%	7.1%	5.1%	1.4%	-4.4%
Petroquímicos (pt)	531	532	657	385	500	535	610
Tipo de Cambio promedio	10.93	10.92	11.12	13.57	12.73	12.94	13.15

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

En cuanto al precio de gas natural suponemos que ese sigue subiendo en USD pero que al final del periodo estaría muy por debajo de los niveles observados durante 2008. Suponemos que el precio del gas tendría un incremento menor contra el petróleo como consecuencia de los avances en la explotación de gas no convencional. Esto se refleja en la reducción en el precio durante 2009.

Pemex Base: Cambios en USD en los precios implícitos de las ventas en México						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas natural seco	1.7%	31.8%	-55.2%	19.0%	6.7%	7.5%
Petrolíferos (pb)	6.3%	12.4%	-20.4%	21.3%	2.5%	2.3%
Gasolina	4.1%	2.9%	-20.6%	24.2%	2.9%	2.8%
Diesel	5.2%	7.3%	-6.1%	19.8%	3.4%	2.9%
Gas L.P.	5.2%	4.6%	-25.2%	7.0%	0.3%	0.3%
Otros	11.8%	49.7%	-33.2%	30.4%	0.3%	0.3%
Petrolíferos a WTI	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Petroquímicos (pt)	0.3%	23.4%	-41.4%	30.0%	6.9%	14.1%
Tipo de Cambio promedio	0.0%	1.8%	22.0%	-6.2%	1.7%	1.7%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

En las siguientes tablas mostramos los precios de los mismos productos en pesos, basado en nuestro escenario del tipo de cambio.

Pemex Base: Precios Implícitos Ventas Internas (pesos)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas natural seco (mpc)	70.6	71.8	94.8	52.7	58.8	63.8	69.7
Petrolíferos	678	720	817	797	910	948	986
Gasolina	852	886	920	896	1,047	1,096	1,146
Diesel	707	743	808	928	1,046	1,099	1,150
Gas L.P.	472	496	526	482	484	494	504
Otros	494	551	831	681	837	854	871
Petroquímicos (pt)	5,807	5,812	7,230	5,171	6,368	6,919	8,027

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Pemex Base: Cambios en pesos en los precios implícitos de las ventas en México						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas natural seco	1.7%	32.0%	-44.4%	11.5%	8.5%	9.3%
Petrolíferos	6.2%	13.5%	-2.4%	14.2%	4.2%	4.0%
Gasolina	4.0%	3.9%	-2.7%	16.9%	4.7%	4.5%
Diesel	5.1%	8.8%	14.8%	12.6%	5.1%	4.6%
Gas L.P.	5.2%	5.9%	-8.4%	0.4%	2.0%	2.0%
Otros	11.7%	50.8%	-18.0%	22.8%	2.0%	2.0%
Petroquímicos (pt)	0.1%	24.4%	-28.5%	23.1%	8.7%	16.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

VIII.4.iii. Producción e Importación

Un elemento importante en nuestro modelo es la relación entre producción de petrolíferos, por un lado, y su venta interna, por el otro. Mantenemos las exportaciones relativamente constantes, por lo que las diferencias entre la producción y las ventas se equilibran a través de las importaciones. En la siguiente tabla presentamos la evolución esperada en la producción.

Pemex Base: Volumen de Producción de Petrolíferos (miles de barriles diarios)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gasolinas	457	456	451	472	457	471	478
Combustóleo	325	301	289	316	344	352	363
Diesel	328	334	344	337	311	322	333
Gas L.P.	241	226	208	209	211	210	210
Querosenos	65	66	64	57	56	58	59
Otros	130	128	134	134	123	130	132
Petrolíferos Total	1,546	1,511	1,490	1,525	1,501	1,543	1,574

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

La tabla correspondiente a la evolución en términos porcentuales en la producción se presenta tabla continuación.

Pemex Base: Crecimientos en volumen de producción de Petrolíferos						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gasolinas	-0.2%	-1.1%	4.7%	-3.2%	3.0%	1.5%
Combustóleo	-7.4%	-4.1%	9.5%	8.7%	2.5%	3.0%
Diesel	1.8%	2.8%	-1.9%	-7.8%	3.5%	3.5%
Gas L.P.	-6.2%	-7.9%	0.4%	1.0%	-0.3%	0.0%
Querosenos	2.3%	-3.0%	-11.2%	-2.0%	3.9%	1.4%
Otros	-1.7%	4.9%	-0.1%	-8.1%	5.3%	1.5%
Petrolíferos Total	-2.2%	-1.4%	2.4%	-1.6%	2.8%	2.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Es importante comparar los incrementos esperados en la producción contra los incrementos proyectados en el volumen de ventas internas anteriormente analizadas. En cuanto a las ventas de petrolíferos para el periodo 2010-2012 el escenario supone incrementos de -0.3%, 3.8% y 2.6%. En contraste, la producción en nuestro escenario base supone incrementos de -1.6%, 2.8% y 2.1%.

En una tabla anterior ("Cambio en volumen y precios de Exportaciones") se pueden notar los incrementos de -0.4%, 2.8% y 2.1% en el uso interno

de petróleo crudo para la elaboración de otros productos. La discrepancia en 2010 (-1.6% para la producción y -0.4% para la estimación de uso interno) se compensa por una caída estimada de 0.8% en 2009 para el uso interno del crudo y el incremento de 2.3% en la producción.

Como consecuencia de estas diferencias entre la producción y las ventas internas, tenemos la siguiente serie de supuestos con respecto a las importaciones de petrolíferos, tanto en términos absolutos como en términos de cambios porcentuales anuales.

Pemex Base: Volumen y Precio de Importaciones de Productos Petrolíferos en miles de b.d.							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Petrolíferos (mbd)	369	494	552	518	594	632	655
Gasolina	205	308	340	329	348	364	379
Otros	164	186	212	189	246	268	276
Diesel	41	53	68	47	72	80	82
Combustóleo	14	17	33	39	27	38	37
Gas L.P.	76	83	89	80	108	119	122
Querosenos y Otros	34	34	22	23	39	31	34
Precio de Petrolíferos (USD p.b.)	75	87	108	70	85	91	99
Gas Natural	450	385	448	422	414	390	371
Precio Gas Natural (USD mpc)	6.90	7.08	8.71	4.11	4.90	4.77	5.00

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Los incrementos proyectados en las importaciones son importantes. En los petrolíferos, excluyendo gas natural, estamos suponiendo avances de 14.8% en 2010 y de 6.4% y 3.7% en 2011 y 2012. En cuanto a gas natural, la expectativa es de decrementos de 2%, 5.6% y 5.0%. Para que estas reducciones sean posibles es necesario cumplir con las proyecciones de producción interna. Como punto de referencia también mostramos los niveles e incrementos en los precios.

Pemex Base: Cambio en volúmenes de importaciones de Petrolíferos						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Petrolíferos	33.8%	11.7%	-6.2%	14.6%	6.4%	3.7%
Gasolina	50.1%	10.5%	-3.3%	5.8%	4.4%	4.1%
Otros	13.5%	13.8%	-10.8%	29.8%	9.1%	3.1%
Diesel	29.8%	29.4%	-30.2%	51.4%	11.1%	3.1%
Combustóleo	19.3%	92.8%	18.8%	-30.0%	39.8%	-2.5%
Gas L.P.	9.7%	7.1%	-10.0%	34.9%	10.3%	2.8%
Querosenos y Otros	-0.5%	-33.7%	1.3%	69.4%	-19.6%	10.7%
Precio de Petrolíferos (USD p.b.)	17.2%	24.0%	-35.4%	21.8%	6.7%	9.0%
Gas Natural	-14.5%	16.3%	-5.7%	-2.0%	-5.6%	-5.0%
Precio Gas natural (USD mpc)	n.a.	n.a.	-52.8%	19.2%	-2.6%	4.7%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

En la siguiente tabla presentamos la participación de las importaciones de Pemex proyectada como porcentaje de las ventas internas esperadas de Pemex, en términos de volumen. Con respecto a los petrolíferos, la tabla muestra el incremento ya reportado entre 2006 y 2008 de 21% a 30%, mientras que en 2009 hubo un ligero decremento. Está por verse si esta estabilización se debe al efecto de la recesión. El escenario supone que en buena parte la recesión perjudicó el incremento en la demanda y, por lo tanto, ayuda a explicar, por lo menos en parte, este porcentaje. De 2009 a 2012 nuestros supuestos producirían un incremento de casi 600pbs en la participación de las importaciones de petrolíferos en las ventas internas.

Pemex Base: Importaciones en volumen contra Ventas Internas Totales							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gasolinas	28.6%	40.5%	42.9%	41.6%	45.9%	46.1%	46.7%
Combustóleo	5.4%	6.6%	15.0%	18.7%	13.3%	17.4%	16.5%
Diesel	11.7%	14.8%	18.0%	13.2%	19.6%	21.1%	21.1%
Gas L.P.	24.7%	27.6%	30.5%	28.4%	35.1%	38.0%	38.7%
Turbosina y Otros	26.1%	24.1%	15.8%	17.3%	30.2%	23.1%	24.8%
Petrolíferos Total	21.0%	27.3%	30.3%	29.3%	33.6%	34.5%	34.8%
Gas natural seco	15.2%	12.5%	14.5%	13.5%	12.8%	11.7%	10.7%
Petroquímicos	6.6%	6.8%	6.0%	9.6%	8.0%	7.5%	8.2%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

En cuanto al gas natural hemos visto reducciones en la participación y suponemos que esta tendencia continuará.

En 2009 hubo un incremento importante en las importaciones de petroquímicos relativas a las ventas internas. Suponemos que esta

tendencia continuará tanto en 2010 como 2011. Los factores clave serían moderados crecimientos en la extracción tanto de petróleo crudo como de gas natural y el incremento en la demanda por productos petroquímicos relativo al incremento en la demanda por petrolíferos y gas. En la siguiente tabla mostramos los supuestos claves en el sector petroquímico.

Las proyecciones analizadas en esta sección no sólo nos permiten estimar las ventas de Pemex, también nos permiten determinar la posible evolución del balance comercial energético de México, incluyendo las importaciones del sector privado. Presentamos estos resultados en la siguiente tabla, la cual muestra el fuerte deterioro en el balance energético entre 2006 y 2009, lo cual suponemos continuaría en 2010, especialmente con la recuperación económica. Sin embargo, suponemos una recuperación empezando en 2011 y continuando en 2012.

Pemex Base: Balanza Comercial Energético Nacional en millones de USD							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Exportaciones Totales	39,016	43,016	50,636	30,882	38,310	42,176	46,722
Petróleo Crudo	34,706	37,939	43,342	25,692	32,035	34,782	38,323
Petrolíferos	3,595	4,052	5,537	4,671	5,747	6,621	7,305
Petroquímicos	299	242	349	147	187	192	211
Gas Natural	72	351	316	104	92	96	100
No-Pemex	345	432	1,092	268	249	485	783
Importaciones Totales	19,637	25,469	35,657	20,465	28,641	32,155	36,086
Pemex	11,292	16,938	23,474	14,106	19,424	21,908	24,687
Petrolíferos (ths bpd)	10,029	15,798	21,893	13,310	18,486	21,021	23,755
Gasolina	5,586	9,829	13,465	8,419	10,856	12,093	13,726
Otros	4,443	5,968	8,428	4,891	7,630	8,928	10,029
Gas Natural	1,135	996	1,423	633	739	680	676
Petroquímicos	128	145	158	164	199	207	255
Sector Privado	8,345	8,531	12,183	6,359	9,217	10,247	11,399
Balance Energético	19,379	17,546	14,979	10,417	9,669	10,021	10,637

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

VIII.5. Márgenes y Utilidad de Operación

Un aspecto muy importante en nuestro escenario base es el supuesto de que los márgenes operativos se estabilizarían a partir de este año. La conclusión está basada en el supuesto de que las reducciones porcentuales en la plataforma de exportación se irían disminuyendo para volver a crecer de una forma modesta. El incremento en el precio del petróleo crudo internacional también sería un factor importante, especialmente para ayudar a reducir el porcentaje que los gastos representan de las ventas. Suponemos que la reducción en los costos y

gastos en la producción de cada barril de petróleo crudo equivalente en 2009 contra 2008 es un indicador positivo, especialmente en un contexto de mayores precios. Por otro lado, la expectativa de incrementos en las importaciones es un factor negativo. Las proyecciones se complican por la volatilidad en los resultados del cuarto trimestre. En el escenario base suponemos que los cuartos trimestres no sufrirían incrementos en costos tan fuertes contra los primeros tres como fue el caso en 2009.

Para 2010 el escenario base supone un margen EBITDA (medido como la utilidad de operación más D&A) de 49.7% contra 50.6% en 2009. Suponemos que el EBITDA alcance el 50.5% en 2012. Los datos se ven en el estado de resultados presentado como anexo al final de este reporte. Allí se puede ver diferentes mediciones del margen EBITDA.

Un factor que afecta los márgenes son los supuestos relativos al costo de los beneficios laborales (un costo virtual). Suponemos que estos representarían el 2.9% de las ventas en 2010, contra 2.2% en 2009. Sin embargo, para 2012 suponemos que el costo sería menor en términos relativos, llegando al 2.7% de las ventas. Quitando no únicamente la D&A pero también este costo, el margen EBITDA llegaría a 58.9% en 2010 contra 60.24% en 2009. Para 2012 estamos suponiendo un margen EBITDA ajustado de esta manera de 59.2%.

En la siguiente tabla presentamos nuestros supuestos sobre la evolución de los beneficios a empleados reportados en resultados y la evolución del pasivo en el balance.

Pemex (Base): Supuestos Relevantes a Obligaciones Laborales (millones de pesos)							
	2006E	2007E	2008E	2009E	2010P	2011P	2012P
Saldo Neto de la Reserva	395,170	456,192	495,084	576,136	655,137	738,681	830,075
Costo neto de beneficios a empleados	71,803	82,104	112,645	105,404	116,045	122,440	132,235
Desembolsos de beneficios a empleados*	n.a.	21,082	73,753	24,352	37,044	38,896	40,841
Costo neto a ventas	6.5%	7.2%	8.5%	9.6%	9.2%	8.8%	8.6%
Costo neto al total**	16.6%	17.4%	16.9%	19.5%	18.2%	17.8%	17.5%
Desembolso de beneficios a ventas	n.a.	1.9%	5.5%	2.2%	2.9%	2.8%	2.7%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa.

*Se calcula el desembolso como la diferencia entre el cambio en el saldo neto y el costo neto. No necesariamente corresponde a los montos del FOLAPE

**Al total de costos y gastos excluyendo D&A.

En nuestro modelo estimamos el incremento en la valoración de los pasivos laborales, lo cual representa un costo en el estado de resultados y adicionalmente, estimamos los desembolsos en efectivo que tendría que hacer Pemex como consecuencia de estos pasivos. Estos desembolsos se registran como una salida en el estado de flujo de efectivo (decremento en otros pasivos). El cambio neto en el pasivo

laboral es el resultado del cambio en la valoración y la reducción causado por los pagos.

En nuestro estado de resultados también mostramos un margen EBITDA que supone que los desembolsos de la reserva para empleados representan un costo. Con este indicador se excluye la depreciación y amortización y el costo virtual de la reserva pero se incorpora, como si fuera un gasto, el desembolso en efectivo que se registra formalmente como una reducción en un pasivo.

VIII.6. Resultados Financieros

En nuestro escenario base suponemos que los intereses devengados subirían de P\$78.3Mm en 2009 a P\$104Mm en 2012. Este es el resultado del incremento en la deuda calculado en nuestro modelo. La deuda que terminó en P\$632Mm en 2009 alcanzarían al P\$912Mm al cierre de 2012. La tasa de interés total efectiva es de alrededor de 12%. El incremento en la deuda refleja un ritmo de crecimiento muy superior a años anteriores. Esto se debe a nuestras proyecciones en cuanto al CAPEX de la empresa, donde suponemos un CAPEX promedio durante 2010-2012 de P\$247Mm. En contraste, durante el periodo de 2006-2008, el promedio fue de P\$126Mm. La diferencia acumulada durante los tres años proyectados sería de P\$363Mm, mientras que la deuda proyectada aumentaría en P\$280Mm, dando como resultado un incremento en la deuda neta por P\$216Mm.

Al mismo tiempo suponemos que los intereses cobrados bajarían sustancialmente. La tasa activa efectiva calculada (intereses cobrados entre el promedio del saldo de caja y bancos) fue un muy alto 40% en 2009. Suponemos que esta tasa baje a 18.5% en 2012.

El resultado es que el ingreso financiero neto iría de un costo de P\$30Mm en 2009 a uno de P\$69Mm en 2012.

VIII.7. Tasa de Impuesto Efectiva

Un aspecto de la reforma energética aprobada por parte del Congreso de la Unión en 2008 fue reducir gradualmente la tasa efectiva de impuestos que paga Pemex. En 2007 y 2008 varios impuestos y derechos cobrados a Pemex representaban el 103% y el 117% de la utilidad antes de impuestos. Durante 2009 la tasa efectiva impositiva fue 109%. La intención de la reforma es distinguir con mayor discriminación entre los costos de extracción de los diferentes yacimientos. Sin embargo, en nuestro escenario base suponemos que el aligeramiento en la carga fiscal sería leve y moderado. Proyectamos que las tasas efectivas alcancen los siguientes niveles en 2010, 2011 y 2012: 100%, 105% y 100%, respectivamente.

VIII.8. Gastos de Inversión

El escenario base supone que los incrementos en los gastos de inversión durante el periodo proyectado estarían por debajo de los incrementos observados en los últimos tres años y experimentarían un incremento anual promedio de 7.5%. De esta manera, la inversión subiría de P\$215.7Mm en 2009 (según el estado del flujo de efectivo) a P\$268Mm en 2012. En contraste, la inversión en 2006 fue de P\$109Mm. Por lo tanto, entre 2006 y 2009 el incremento anual promedio fue de 25.5%.

Un factor que justificaría el moderado incremento en los gastos de inversión sería los ahorros de la reforma energética de 2008, produciendo mayores eficiencias y contratos de servicio que ayudaran a reducir las inversiones que Pemex tendría que hacer por sí solo.

Un factor importante que determinaría la factibilidad del gasto de inversión proyectado sería el análisis de las reservas al final de 2009 que se presenta en la siguiente sección.

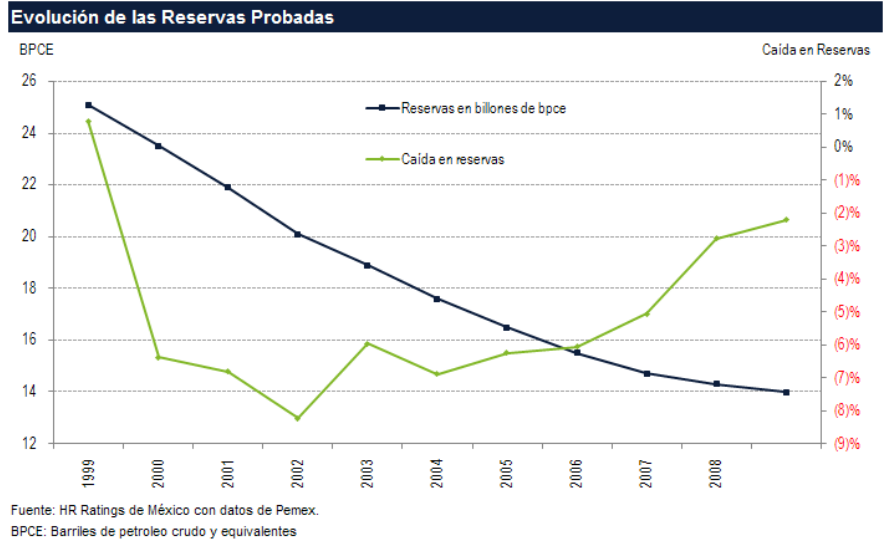
VIII.9. Reservas

La declinación en la producción de crudo por parte de Pemex hace relevante un análisis de las reservas de la empresa y de su capacidad para mantenerlas e inclusive aumentarlas. Al inicio de 2010, las reservas probadas de petróleo crudo y equivalentes representaban 10.15 años de la producción durante 2009. Este se compara favorablemente con los 9.9 años al inicio de 2009 y los 9.2 años en 2007.

Sin embargo, esta mejoría se debe a la reducción en la producción anual, cayendo de 1,451mmbpce (millones de barriles de petróleo crudo y equivalente) al cierre de 2008 a 1,378mmbpce al cierre de 2009. En términos diarios, estos niveles de producción son de 3,975mbpced y 3,775mbpced.

En términos de reservas probadas de crudo equivalente, éstas llegaron de 13,992mmbpce al 1 de enero de 2010 contra 14,308mmbpce al cierre de 2008 y 14,717 al cierre de 2007. Al cierre de 1998, las reservas habían alcanzado los 24.9 billones de bpce.

En la gráfica presentada a continuación se puede apreciar la caída en las reservas probadas durante los últimos años y la disminución en la tasa de reducción de dichas reservas en los últimos cuatro años.



Un elemento negativo en el reporte sobre las reservas al primero de enero de este año es el incremento en las adiciones a las reservas probadas. Durante 2009 las adiciones fueron de 1,062mm de bpce. Esto representa apenas 2% más que las adiciones reportadas durante 2008. En contraste, entre 2004 y 2008, las adiciones anuales reportadas habían incrementado a una tasa promedio de 30%, subiendo de 364mmbpce en 2004 a 1,042mmbpce en 2008.

Para llegar a una tasa de restitución de 100% en los próximos años (la cual es una meta de Pemex), sería necesario aumentar la tasa de crecimiento de las adiciones o reducir la plataforma de producción. Por otro lado, tampoco es necesario que se sigan registrando los incrementos reportados en el periodo 2004-2008 por 30%. A continuación mostramos un escenario que podría resultar en una tasa de restitución de 100% para 2012.

En la siguiente tabla, se presenta la evolución de las reservas y la tasa de restitución. El escenario supone un incremento en los niveles de producción durante el periodo 2010-2012, donde se rompería con la trayectoria reciente de reducciones en la producción. Los números son consistentes con nuestro escenario base planteado. Apoyando este supuesto está el hecho de que en el 4T09 y en el 1T10, Pemex reportó dos trimestres consecutivos de incrementos en la producción de crudo contra el periodo inmediato anterior. Esto viene después de nueve trimestres consecutivos de decrementos.

Pemex: Años de Reservas Probadas con escenario posible				
	Reservas (1)	Producción (2)	Tasa de Restitución (3)	Años de Reservas
2003	18,900	1,587	25.5%	11.9
2004	17,659	1,611	22.7%	10.9
2005	16,500	1,604	26.4%	10.3
2006	15,500	1,617	41.0%	9.6
2007	14,717	1,603	50.3%	9.2
2008	14,308	1,451	71.8%	9.9
2009	13,992	1,378	77.1%	10.2
2010e	13,780	1,387	84.7%	9.9
2011e	13,671	1,427	92.4%	9.6
2012e	13,671	1,465	100.0%	9.3

Fuente: HR Ratings de México con información de Pemex.

El escenario es hipotético, trazando una posible ruta para llegar a una T.R de 100% en 2012

1. Reservas probadas en millones de barriles de petróleo crudo y equivalentes, al cierre de año
2. Producción de petróleo crudo y gas natural en millones de barriles de petróleo crudo equivalentes
3. Incremento en las reservas, antes de producción del año, entre la producción

Aunque la reducción en las reservas es algo preocupante, el incremento en la tasa de restitución en años recientes es positivo. En 2008, la tasa de restitución llegó al 71.8% contra 50.3% en 2007 y 41% en 2006. Sin embargo, el incremento en la tasa de restitución fue únicamente 5.3 puntos porcentuales en 2009.

El incremento en la tasa de restitución se debe en parte al incremento bruto (el incremento neto es el bruto menos la producción del año) en las reservas probadas. El incremento bruto, por su parte, es la suma de los descubrimientos, por un lado, y los desarrollos, revisiones y delimitaciones, por el otro. Pemex había reportado por lo menos cuatro años consecutivos de incrementos brutos importantes en las reservas, alcanzando 1,042mmbpce en 2008. Sin embargo, los resultados en 2009 no representaron una mejoría importante contra el año anterior. Durante 2009 el incremento bruto en las reservas fue de 1,062mmbpce, similar al incremento durante 2008. En la siguiente tabla mostramos la evolución de las adiciones junto con una posible trayectoria en las mismas para llegar a la T.R. de 100% presentada en el cuadro anterior. El escenario indica incrementos de 11%, 12.5% y 11% en las adiciones en 2010, 2011 y 2012.

Nuestra estimación de la solidez crediticia tanto de Pemex como del sector público federal en general dependerá en gran medida de la evolución de la tasa de restitución y dentro de ese concepto del incremento bruto en las reservas.

Pemex: Componentes de los Cambios en las Reservas Probadas con escenario posible					
	Adiciones por:			Deducciones por producción	Cambio Neto en las reservas
	Descubrimientos	Otros (1)	Totales		
2004	241	124	365	1,606	(1,241)
2005	137	287	424	1,606	(1,182)
2006	183	480	663	1,617	(954)
2007	183	624	806	1,603	(797)
2008	364	678	1,042	1,451	(409)
2009	389	673	1,062	1,378	(316)
2010e	n.a.	n.a.	1,176	1,387	(212)
2011e	n.a.	n.a.	1,318	1,427	(109)
2012e	n.a.	n.a.	1,465	1,465	0

Fuente: HR Ratings de México con información de Pemex. En millones de bpce

El escenario es hipotético, trazando una posible ruta para llegar a una tasa de restitución de 100% en 2012

1. Desarrollos, revisiones y delimitaciones

Adicionalmente al monto de las reservas, también es importante considerar el posible costo de extracción de las mismas en años futuros. Un peligro es que este costo podría subir en función de la naturaleza de los campos tanto en su riqueza como en ubicación. Por ejemplo, el yacimiento en aguas profundas podría tener altos costos en extracción y necesitar asociaciones con empresas internacionales que cuenten con tecnológica que Pemex no necesariamente tiene. En este caso todavía no está claro que las reformas de 2008 le otorguen a Pemex la flexibilidad necesaria para hacer contratos de servicios suficientemente atractivos para poder llegar a acuerdos adecuados con estas empresas.

Actualmente, el 71% de las reservas de crudo y el 40% de las de gas natural, se encuentran en campos marinos. Las reservas de crudo representan el 74% de las reservas probadas.

En cuanto al costo de extracción, éste llegó a US\$6.16 por barril en 2008 contra US\$4.70 en 2007 y US\$4.13 en 2006. Parte del incremento del costo de extracción en 2008 se debe al incremento en el precio del gas natural, insumo necesario para ayudar en la extracción del crudo. Una reducción en el precio del gas en 2009 probablemente haya ayudado a reducir los costos en USD y podría ayudar a mantenerlos bajos en 2010 y años posteriores.

IX. Proyecciones: Escenario de Estrés

Nuestro escenario de estrés muestra relativamente poca diferencia con el escenario base en lo que refiere a los resultados de Pemex. Esto se debe a las características peculiares de Pemex, entre las cuales las más importantes son su posición como entidad gubernamental, incluyendo su

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.

tasa impositiva, y la importancia de sus exportaciones, junto con posibles movimientos en el tipo de cambio. Esto no quiere decir que el escenario de estrés, como lo hemos elaborado, no tendría efectos importantes. Al contrario, los efectos serían sustanciales, pero éstos no se verían directamente en los resultados de Pemex sino en el impacto para la economía Mexicana y por lo tanto en la estabilidad de las finanzas del sector público, y por ende en el riesgo crediticio de Pemex.

El supuesto central en el escenario de estrés de Pemex es que los niveles de producción de petróleo crudo y gas natural estarían significativamente por debajo de los planteados en el modelo base. Específicamente, suponemos que para 2012 la producción de crudo llegaría a los 2,377mbd contra el supuesto base de 2,704mbd. En cuanto al gas natural, se supone que la producción llegaría a 6,646mmpcd contra la base de 7,565mmpcd. Las reducciones son de aproximadamente 12% en los dos casos. Adicionalmente, se supone que los montos requeridos para la producción interna se mantienen constantes. En el caso del crudo, el supuesto de estrés tiene la consecuencia de que las exportaciones caigan y en el caso del gas que las importaciones suban. No cambiamos los precios en términos de USD. Para las exportaciones del crudo se supone que para 2012 estas caerían 22%.

A nivel macroeconómico suponemos que habría cierta disminución en la demanda interna por productos terminados y que el nivel de producción de Pemex no experimentará ningún cambio contra el escenario base. Este tiene el impacto de disminuir la importación de petrolíferos en términos de volúmenes y limitar el incremento en las importaciones de gas natural provocado por la reducción esperada en la producción.

La reducción en la demanda interna obedece a la expectativa de que la reducción en la plataforma de producción de Pemex tendría consecuencias negativas para el crecimiento económico. Como parte del mismo cuadro de cambios macroeconómicos, habría una disminución sustancial en el balance comercial internacional energético y una devaluación en el tipo de cambio. La devaluación provocaría un incremento en las presiones inflacionarias y en las tasa de interés. En el siguiente análisis detallamos estos efectos para Pemex.

El efecto más importante sería el deterioro del balance energético en el comercio internacional. Para 2012 el escenario de estrés produce un superávit de US\$1,790mm. Esto contrasta con el escenario base que arroja un superávit de US\$10,890mm. Las exportaciones bajarían US\$8,751mm, una reducción de 19%. Esto es consecuencia de una caída porcentual similar en la plataforma de exportación a únicamente 983mbd contra 1,225mbd en 2009. La caída en la plataforma es mayor que la reducción en la producción, de 8.6%, por el supuesto de que la producción interna de otros productos petrolíferos no sufriría efectos importantes.

El deterioro provocaría dificultades para la economía nacional, traduciéndose en un menor crecimiento del PIB, menores ingresos tributarios, presiones sobre el tipo de cambio, incrementos en las tasa de interés de la deuda en moneda extranjera y mayores presiones inflacionarias con una afectación para las tasas de interés internas. Todos estos factores podrían afectar la calidad crediticia del Gobierno Federal, y por lo tanto de Pemex.

Pemex Estrés: Balanza Comercial Energética Nacional en millones de USD								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Cambio
Exportaciones Totales	39,016	43,016	50,636	30,882	36,492	37,128	37,971	(8,751)
Petróleo Crudo	34,706	37,939	43,342	25,692	30,243	29,812	29,750	(8,572)
Petrolíferos	3,595	4,052	5,537	4,671	5,734	6,584	7,245	(60)
Petroquímicos	299	242	349	147	188	196	215	4
Gas Natural	72	351	316	104	80	81	83	(17)
No-Pemex	345	432	1,092	268	248	454	677	(106)
Importaciones Totales	19,637	25,469	35,657	20,465	28,391	28,648	36,182	96
Pemex	11,292	16,938	23,474	14,106	19,486	19,757	24,953	266
Petrolíferos (ths bpd)	10,029	15,798	21,893	13,310	18,254	17,912	22,429	(1,326)
Gasolina	5,586	9,829	13,465	8,419	10,732	11,547	13,005	(722)
Otros	4,443	5,968	8,428	4,891	7,522	6,365	9,424	(605)
Gas Natural	1,135	996	1,423	633	1,038	1,685	2,336	1,659
Petroquímicos	128	145	158	164	195	160	189	(67)
Sector Privado	8,345	8,531	12,183	6,359	8,904	8,891	11,229	(170)
Balance Energético	19,379	17,546	14,979	10,417	8,102	8,480	1,790	(8,847)

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Hay que notar que en el escenario de estrés el balance comercial se deteriora también por el incremento en la importación de gas natural pero se compensa por la reducción en las importaciones de petrolíferos, producto de menor demanda interna.

En cuanto a los resultados mismos de Pemex las consecuencias son menores por los efectos diferenciados entre las diferentes variables. Primero, las ventas para 2012 sufrirían una reducción de apenas el 7.3% contra el escenario base. Las exportaciones experimentarían una caída de 12.8% (en pesos nominales). Por su parte, las ventas domésticas experimentarían una caída de únicamente de 2.4% producto, en términos negativos, de la reducción en la demanda y, en términos positivos, por la devaluación.

Pemex Estrés: Ventas en el País e Ingresos por Servicios (millones de pesos)								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Cambio
Ventas Totales	1,036,751	1,115,844	1,328,067	1,094,158	1,230,867	1,294,433	1,417,578	-7.3%
En el País	533,716	579,670	679,753	596,371	677,022	708,356	784,108	-2.4%
Gas natural	76,012	80,569	106,822	59,917	69,516	79,731	94,307	7.4%
Petrolíferos	435,487	475,900	543,040	515,699	578,807	595,481	648,412	-4.2%
Gasolinas	223,283	245,951	265,964	259,003	285,714	303,209	322,333	-5.0%
Diesel	88,918	96,281	111,386	121,743	139,499	148,609	158,932	-3.0%
Gas L. P.	52,604	54,480	55,972	49,461	53,396	54,637	55,707	-4.0%
Otros	70,681	79,188	109,718	85,492	100,198	89,026	111,440	-3.8%
Petroquímicos	22,217	23,201	29,891	20,755	28,700	33,144	41,389	7.4%
Ingresos por servicios	n.a.	4,203	3,895	5,292	5,712	5,940	6,178	0.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

Pemex Estrés: Ventas de Exportación y Comercio Exterior en Términos Relativos (millones de pesos)								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Cambio
Ventas Totales	1,036,751	1,115,844	1,328,067	1,094,158	1,230,867	1,294,433	1,417,578	-7.3%
Ventas de Exportación	503,036	531,971	644,419	492,495	548,133	580,137	627,292	-12.8%
Crudo y condensados	450,649	473,635	561,970	414,005	458,375	472,657	501,625	-16.6%
Petrolíferos	47,696	50,903	75,355	74,571	86,006	103,355	120,951	6.6%
Petroquímicos	3,621	2,736	2,681	2,234	2,547	2,839	3,316	9.7%
Gas natural seco	1,069	4,697	4,413	1,685	1,205	1,286	1,400	-11.0%
Export. de CyC a Ventas Total	43.5%	42.4%	42.3%	37.8%	37.2%	36.5%	35.4%	-10.0%

Fuente: HR Ratings de México proyecciones con base en información de la empresa

La reducción de 12.8% en las ventas por exportación es menor que la caída de 22% en la plataforma de exportación debido al supuesto sobre el tipo de cambio. En este caso suponemos que el tipo de cambio tendría una cotización promedio en 2012 de 14.13, lo cual sería 7.4% por arriba de la estimación incorporada en el escenario base.

Con respecto a márgenes, suponemos que el margen EBITDA, excluyendo tanto D&A como el costo virtual de beneficios a empleados, bajaría 115pbs en 2012 a 58% contra el 59.15% incorporado dentro del escenario base y el 60.24% en 2009. El factor principal es la caída esperada en las exportaciones de petróleo crudo como porcentaje de las ventas totales a 35.4% contra el 37.8% en 2009 y el 39.3% para 2012 en el escenario base. Adicionalmente, se supone que el volumen de las importaciones de petrolíferos como porcentaje de las ventas internas subirían a 34.3% en el escenario de estrés contra 30.3% en 2009. En el escenario base la relación estaría en 34.8%. El incremento en las importaciones tendría un efecto negativo en los márgenes.

El efecto neto de estos supuestos es que la caída esperada en las ventas de 7.3% se traduce en una reducción de 13% en la utilidad de operación.

En cuanto al resultado financiero, para 2012 el costo financiero neto (intereses pagados menos intereses ganados) sería 13% mayor en el escenario de estrés, a pesar de que no se espera ninguna diferencia importante en cuanto a la deuda neta en 2011 y 2012. Este efecto se debe al esperado incremento en el costo de de deuda.

En cuanto a la cuenta de cambios, esperamos que la pérdida cambiaria en 2012 llegaría a los P\$33.6Mm contra P\$11.1Mm en el escenario base.

La utilidad antes de impuestos en 2012 sería 16% por debajo de la expectativa en el escenario base. Por otro lado, por el supuesto de que la tasa impositiva en 2012 sería el 100% en los dos escenarios la utilidad neta se espera en P\$0. Quizás una métrica más válida es el flujo libre de efectivo, excluyendo impuestos pagados a la utilidad. En el escenario de estrés este llegaría a P\$653Mm contra P\$749Mm en el escenario base, una reducción de 16%.

En nuestra opinión el efecto más importante del escenario de estrés se vería manifestado en el deterioro en el balance comercial energético. De superávits que alcanzaron los US\$17Mm en 2006 y 2007 y que cayeron a US\$10.4Mm en 2009, el escenario de estrés supone un saldo favorable de únicamente US\$1.8Mm en 2012, con consecuencias macroeconómicas y para las finanzas públicas muy importantes.

X. Anexos

PEMEX (Base): Estado de Resultados en Pesos Nominales (millones)							
	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Ventas Netas	1,103,510	1,139,257	1,328,950	1,094,157	1,265,175	1,392,165	1,528,769
Costo de bienes vendidos (efectivo)	359,153	395,333	573,176	446,237	525,628	567,521	625,821
Utilidad Operativa bruta (antes de depreciar)	744,357	743,924	755,774	647,920	739,547	824,644	902,949
Gastos de Operación	74,408	77,680	94,822	94,220	110,418	120,154	130,906
UOPADA (EBITDA)	669,949	666,244	660,952	553,700	629,128	704,491	772,042
Depreciación y Amortización	65,672	72,592	89,841	76,884	83,811	97,649	111,071
Utilidad Operativa	604,277	593,652	571,112	476,816	545,318	606,842	660,971
Otros Ingresos y (gastos) netos	61,214	79,797	197,991	40,283	85,999	116,441	154,442
Otros ingresos generales y (gastos) netos	61,214	79,797	197,991	40,283	85,999	116,441	154,442
PTU Causado	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad de Operaciones Normales	665,491	673,449	769,103	517,099	631,317	723,282	815,413
Resultado Integral de Financiamiento	(23,848)	(20,047)	(107,512)	(15,308)	(37,581)	(62,175)	(80,006)
Intereses Pagados	46,100	57,848	73,883	78,300	82,903	92,976	103,601
Utilidad (Pérdida) en Actualiz. de UDIS	0	0	0	0	0	0	0
Otros Gastos Financieros	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por Intereses	9,904	26,370	37,435	48,308	32,567	41,106	34,730
Otros Productos Financieros	0	0	0	0	0	0	0
Ingreso Financiero Neto	(36,196)	(31,478)	(36,449)	(29,992)	(50,337)	(51,870)	(68,871)
Resultado Cambiario	(2,471)	(1,435)	(71,063)	14,684	12,756	(10,305)	(11,136)
Resultado por posición monetaria	14,819	12,866	0	0	0	0	0
Utilidad después del RIF	641,643	653,402	661,591	501,791	593,736	661,107	735,407
Participación en Subsid. no Consolidadas	10,074	5,545	(1,965)	(1,292)	(1,612)	(1,612)	(1,612)
Ingresos (Costos) no Ordinarios	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad antes de Impuestos	651,717	658,947	659,626	500,500	592,124	659,495	733,795
Impuestos sobre la Utilidad	604,765	677,256	771,702	546,633	587,199	692,470	733,795
Impuestos Causados	604,765	677,256	771,702	546,633	587,199	692,470	733,795
Impuestos Diferidos	0	0	0	0	0	0	0
Resultado antes de operaciones discontinuadas	46,952	(18,308)	(112,076)	(46,134)	4,925	(32,975)	0
Operaciones Discontinuadas	(1)	0	0	1	0	0	0
Utilidad Neta Consolidada	46,951	(18,308)	(112,076)	(46,133)	4,925	(32,975)	0
Margen Bruto	67.45	65.30	56.87	59.22	58.45	59.23	59.06
Margen EBITDA (unicamente excluye D & A)	60.71	58.48	49.73	50.61	49.73	50.60	50.50
Margen EBITDA Ajustado (sin beneficios a empleados)	67.22	65.69	58.21	60.24	58.90	59.40	59.15
Margen EBITDA Ajustado (sin B.E. mas desembolsos)	n.a.	63.84	52.66	58.01	55.97	56.60	56.48
Margen de Operación	54.76	52.11	42.97	43.58	43.10	43.59	43.24
Tasa de Impuestos (%)	92.80	102.78	116.99	109.22	99.17	105.00	100.00
Cobertura de Intereses Netos	18.51	21.17	18.13	18.46	12.50	13.58	11.21

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa. Las cifras de 2006 y 2007 están expresadas en pesos de diciembre de 2007

La nueva alternativa en calificación de valores.

PEMEX (Base): Balance en Ps Nominales (millones)

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
ACTIVO TOTAL	1,250,020	1,330,280	1,236,836	1,380,571	1,519,849	1,702,921	1,887,043
Activo Circulante	399,392	428,561	364,291	398,230	382,619	408,487	426,642
Efectivo e Inversiones Temporales	195,776	170,997	114,224	128,180	166,579	183,587	192,261
Efectivo	73,936	64,578	60,705	68,121	88,528	97,568	102,177
Inversiones Temporales	121,840	106,419	53,520	60,059	78,050	86,020	90,084
Cuentas y Documentos por Cobrar	55,482	64,445	41,180	41,184	41,607	46,061	50,826
Otras Cuentas Y Doctos. Por Cobrar (Neto)	86,071	99,975	143,416	143,430	133,266	133,266	133,266
Inventarios	62,064	93,143	65,471	85,436	41,168	45,574	50,289
Otros Activos Circulantes	(1)	0	0	0	0	0	0
Activo a Largo Plazo	32,761	33,063	11,177	9,762	7,920	6,308	4,696
Cuentas y Doctos. por Cobrar	0	0	0	0	0	0	0
Invers. Subs. N.C.	32,761	33,063	11,177	9,762	7,920	6,308	4,696
Otras Inversiones	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Plantas y Equipo (Neto)	737,196	793,845	845,062	967,592	1,122,677	1,281,493	1,449,072
Activos Intangibles y Cargos Diferidos	76,495	72,009	0	0	0	0	0
Otros Activos de Largo Plazo	4,176	2,802	16,306	4,987	6,633	6,633	6,633
PASIVO TOTAL	1,208,564	1,280,371	1,209,952	1,398,819	1,568,292	1,774,401	1,947,767
Pasivo Circulante	176,314	289,463	175,964	242,970	244,279	269,763	289,260
Proveedores	37,103	35,138	35,382	63,278	65,211	73,168	81,386
Pasivo con Costo de C.P.	66,240	76,050	91,224	102,600	110,623	128,150	139,429
Impuestos por Pagar	45,007	146,593	16,672	48,453	37,789	37,789	37,789
Otros Pas. Circ. sin costo	27,964	31,682	32,686	28,639	30,656	30,656	30,656
Intereses por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0
Pasivo con Costo a Largo Plazo	524,475	424,828	495,487	529,256	612,754	709,835	772,311
Créditos Diferidos	31,513	31,467	36,377	43,524	49,332	49,332	49,332
Otros Pasivos Largo Plazo sin Costo	476,262	534,613	502,124	583,069	661,927	745,471	836,865
Impuestos Diferidos	4,597	6,412	7,040	6,933	6,790	6,790	6,790
Reserva para beneficios a empleados	471,665	528,201	495,084	576,136	655,137	738,681	830,075
CAPITAL CONTABLE	41,455	49,908	26,886	(18,248)	(48,443)	(71,480)	(60,724)
Capital Contribuido	230,255	241,416	276,873	277,340	277,340	277,340	277,340
Reservas y Otras	109,804	125,667	11,852	12,389	25,794	35,732	46,487
Resultados Acumulados	(298,604)	(317,174)	(261,840)	(307,977)	(351,577)	(384,552)	(384,552)
Deuda Total	590,715	500,878	586,711	631,856	723,377	837,985	911,740
Deuda Neta	394,939	329,881	472,487	503,676	556,798	654,397	719,478
Deuda Neta / EBITDA	0.59	0.50	0.71	0.91	0.89	0.93	0.93

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa. Las cifras de 2006 y 2007 están expresados en pesos de diciembre de 2007.

PEMEX (Base): Flujo de Efectivo en PS Nominales (millones)

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN							
Utilidad o Pérdida antes de Impuestos	46,953	(18,308)	536,299	506,953	580,770	659,495	733,795
+Estimación del Ejercicio	0	0	113,211	103,321	115,901	122,440	132,235
+Provisión del Ejercicio	0	0	0	0	0	0	0
+(-) Otras Partidas no Realizadas	0	0	0	0	0	0	0
Partidas sin Impacto en el Efectivo	0	0	113,211	103,321	115,901	122,440	132,235
Depreciación y Amortización	65,672	72,592	89,841	76,884	83,811	97,649	111,071
Partic. Subsidiarias no Consolid.	0	0	1,965	1,291	1,612	1,612	1,612
Intereses a Favor	(9,904)	(26,370)	(37,435)	(48,308)	(32,567)	(41,106)	(34,730)
(-)+ Utili./ Pérd. en Venta de Inmb. y Neg. Conj.	0	0	424	2,680	209	0	0
+(-)Otras Partidas	76,101	92,667	0	13,935	1,874	0	0
Partidas Relacionadas con Actividades de Inversión	131,869	138,890	54,795	46,482	54,939	58,155	77,953
Intereses Devengados	46,100	57,848	71,083	79,605	83,438	92,976	103,601
Otras Partidas	0	0	93,672	(11,473)	(34,694)	0	0
Partidas Relac. con Activ. de Financ.	46,100	57,848	164,755	68,132	48,744	92,976	103,601
Flujo Derivado a Result. antes de Imp. a la Util.	224,922	178,429	869,060	724,888	800,354	933,066	1,047,584
Decremento (Incremento) en Cuentas por Cobrar	(12,436)	(22,867)	(13,945)	1,261	12,288	(4,453)	(4,765)
Decremento (Incremento) en Inventarios	(2,678)	(12,441)	27,223	(19,964)	(4,265)	(4,406)	(4,715)
Decr. (Incr.) en Otras Cuentas por Cobrar y Otros Activos	5,697	5,860	(13,504)	11,320	(1,646)	0	0
Incremento (Decremento) en Proveedores	3,677	(1,965)	243	27,896	1,934	7,958	8,218
Incremento (Decremento) en Otros Pasivos	(47,014)	73,712	(20,353)	(20,142)	(31,998)	(38,896)	(40,841)
Movimientos en Capital de Trabajo	(52,754)	42,299	(20,336)	371	(23,687)	(39,798)	(42,104)
Impuestos a la Utilidad Pagados o Devueltos	0	0	(778,296)	(521,310)	(586,509)	(692,470)	(733,795)
Flujos Generados o Utilizados en la Operación	(52,754)	42,299	(798,632)	(520,939)	(610,195)	(732,268)	(775,899)
Flujos Netos de Efectivo de Activ. de Oper.	172,168	220,728	70,428	203,949	190,159	200,798	271,685
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN							
Inversión Neta en Inmuebles, Planta y Equipo	(109,104)	(129,242)	(141,091)	(215,908)	(225,920)	(246,527)	(267,895)
Inversión Neta en Acciones con Carácter Perm.	(4,080)	(5,847)	555	123	0	0	0
Intereses Cobrados	9,904	26,370	37,435	48,308	32,567	41,106	34,730
Flujos Netos de Efectivo de Actividades de Inversión	(103,280)	(108,720)	(103,101)	(167,477)	(193,353)	(205,421)	(233,165)
Efectivo Exced.(Req.) para aplicar en Activid.de Financ.	68,888	112,009	(32,673)	36,472	(3,194)	(4,623)	38,520
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO							
Financiamientos Bancarios, Burst. y Otros	163,808	43,592	146,934	110,658	211,004	175,791	127,654
Amortizaciones Bancarias, Burst. Y Otros	(153,605)	(133,430)	(132,608)	(55,341)	(101,814)	(71,894)	(65,322)
Intereses Pagados	(46,100)	(57,848)	(73,883)	(78,300)	(82,903)	(92,976)	(103,601)
Financiamiento "Ajeno"	(35,897)	(147,686)	(59,558)	(22,983)	26,287	10,921	(41,269)
Incrementos (Decremento) en el Capital Social	48,728	11,161	35,457	467	0	0	0
Dividendos Pagados	(16,393)	(263)	0	0	0	0	0
Financiamiento "Propio"	32,335	10,898	35,457	467	0	0	0
Flujos Netos de Efectivo de Activ. de Finan.	(3,562)	(136,788)	(24,101)	(22,516)	26,287	10,921	(41,269)
Incre.(Dismin.) neto de Efectivo y Equiv.	65,326	(24,779)	(56,774)	13,956	23,093	6,298	(2,750)
Difer. en Cambios en el Efectivo y Equiv.	0	0	2	(0)	15,306	10,711	11,424
Efectivo y equiv. al principio del Periodo	130,450	195,776	170,997	114,224	128,180	166,579	183,587
Efectivo y equiv. al final del Periodo	195,776	170,997	114,224	128,180	166,579	183,587	192,261
Gasto de Inversión por Mantenimiento	65,672	129,242	141,091	215,908	225,920	246,527	267,895
Ajustes al Flujo Libre de Efectivo	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Libre de Efectivo	106,496	91,486	(70,662)	(11,959)	(20,455)	(35,018)	15,214

HR Ratings de México proyecciones y información de la empresa. El flujo de efectivo de 2006 y 2007 no son completamente comparables con años posteriores por cambios en la contabilidad, y están expresadas en pesos de diciembre de 2007. Para 2007 y 2008 hemos incorporado ajustes en el flujo derivado de resultados para eliminar una estimación de intereses a favor y devengados.

La nueva alternativa en calificación de valores.

PEMEX (Estrés): Estado de Resultados en Pesos Nominales (millones)

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
Ventas Netas	1,103,510	1,139,257	1,328,950	1,094,157	1,230,867	1,294,433	1,417,578
Costo de bienes vendidos (efectivo)	359,153	395,333	573,176	446,237	517,301	540,780	597,161
Utilidad Operativa bruta (antes de depreciar)	744,357	743,924	755,774	647,920	713,566	753,654	820,417
Gastos de Operación	74,408	77,680	94,822	94,220	110,418	120,154	130,906
UOPADA (EBITDA)	669,949	666,244	660,952	553,700	603,147	633,500	689,511
Depreciación y Amortización	65,672	72,592	89,841	76,884	83,809	98,601	114,808
Utilidad Operativa	604,277	593,652	571,112	476,816	519,338	534,899	574,702
Otros Ingresos y (gastos) netos	61,214	79,797	197,991	40,283	63,996	91,058	152,911
Otros ingresos generales y (gastos) netos	61,214	79,797	197,991	40,283	63,996	91,058	152,911
PTU Causado	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad de Operaciones Normales	665,491	673,449	769,103	517,099	583,334	625,957	727,613
Resultado Integral de Financiamiento	(23,848)	(20,047)	(107,512)	(15,308)	(42,945)	(101,429)	(111,409)
Intereses Pagados	46,100	57,848	73,883	78,300	83,001	101,782	120,927
Utilidad (Pérdida) en Actualiz. de UDIS	0	0	0	0	0	0	0
Otros Gastos Financieros	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por Intereses	9,904	26,370	37,435	48,308	32,498	43,227	43,098
Otros Productos Financieros	0	0	0	0	0	0	0
Ingreso Financiero Neto	(36,196)	(31,478)	(36,449)	(29,992)	(50,502)	(58,556)	(77,829)
Resultado Cambiario	(2,471)	(1,435)	(71,063)	14,684	7,557	(42,873)	(33,580)
Resultado por posición monetaria	14,819	12,866	0	0	0	0	0
Utilidad después del RIF	641,643	653,402	661,591	501,791	540,389	524,528	616,204
Participación en Subsid. no Consolidadas	10,074	5,545	(1,965)	(1,292)	(1,612)	(1,612)	(1,612)
Ingresos (Costos) no Ordinarios	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad antes de Impuestos	651,717	658,947	659,626	500,500	538,777	522,916	614,592
Impuestos sobre la Utilidad	604,765	677,256	771,702	546,633	534,295	549,062	614,592
Impuestos Causados	604,765	677,256	771,702	546,633	534,295	549,062	614,592
Impuestos Diferidos	0	0	0	0	0	0	0
Resultado antes de operaciones discontinuadas	46,952	(18,308)	(112,076)	(46,134)	4,481	(26,146)	0
Operaciones Discontinuadas	(1)	0	0	1	0	0	0
Utilidad Neta Consolidada	46,951	(18,308)	(112,076)	(46,133)	4,481	(26,146)	0
Margen Bruto	67.45	65.30	56.87	59.22	57.97	58.22	57.87
Margen EBITDA (unicamente excluye D & A)	60.71	58.48	49.73	50.61	49.00	48.94	48.64
Margen EBITDA Ajustado (sin beneficios a empleados)	67.22	65.69	58.21	60.24	58.43	58.40	57.97
Margen EBITDA Ajustado (sin B.E. mas desembolsos)	n.a.	63.84	52.66	58.01	55.08	54.79	54.74
Margen de Operación	54.76	52.11	42.97	43.58	42.19	41.32	40.54
Tasa de Impuestos (%)	92.80	102.78	116.99	109.22	99.17	105.00	100.00
Cobertura de Intereses Netos	18.51	21.17	18.13	18.46	11.94	10.82	8.86

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa. Las cifras de 2006 y 2007 están expresadas en pesos de diciembre de 2007

La nueva alternativa en calificación de valores.

PEMEX (Estrés): Balance en Ps Nominales (millones)

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
ACTIVO TOTAL	1,250,020	1,330,280	1,236,836	1,380,571	1,524,273	1,770,568	2,001,465
Activo Circulante	399,392	428,561	364,291	398,230	381,340	437,815	477,653
Efectivo e Inversiones Temporales	195,776	170,997	114,224	128,180	169,065	221,457	249,718
Efectivo	73,936	64,578	60,705	68,121	89,850	117,694	132,713
Inversiones Temporales	121,840	106,419	53,520	60,059	79,215	103,763	117,005
Cuentas y Documentos por Cobrar	55,482	64,445	41,180	41,184	39,714	41,767	47,586
Otras Cuentas Y Doctos. Por Cobrar (Neto)	86,071	99,975	143,416	143,430	133,266	133,266	133,266
Inventarios	62,064	93,143	65,471	85,436	39,295	41,326	47,083
Otros Activos Circulantes	(1)	0	0	0	0	0	0
Activo a Largo Plazo	32,761	33,063	11,177	9,762	7,920	6,308	4,696
Cuentas y Doctos. por Cobrar	0	0	0	0	0	0	0
Invers. Subs. N.C.	32,761	33,063	11,177	9,762	7,920	6,308	4,696
Otras Inversiones	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Plantas y Equipo (Neto)	737,196	793,845	845,062	967,592	1,128,380	1,319,812	1,512,483
Activos Intangibles y Cargos Diferidos	76,495	72,009	0	0	0	0	0
Otros Activos de Largo Plazo	4,176	2,802	16,306	4,987	6,633	6,633	6,633
PASIVO TOTAL	1,208,564	1,280,371	1,209,952	1,398,819	1,567,782	1,799,154	1,997,527
Pasivo Circulante	176,314	289,463	175,964	242,970	242,902	270,355	296,084
Proveedores	37,103	35,138	35,382	63,278	62,919	67,235	77,411
Pasivo con Costo de C.P.	66,240	76,050	91,224	102,600	111,538	134,675	150,228
Impuestos por Pagar	45,007	146,593	16,672	48,453	37,789	37,789	37,789
Otros Pas. Circ. sin costo	27,964	31,682	32,686	28,639	30,656	30,656	30,656
Intereses por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0
Pasivo con Costo a Largo Plazo	524,475	424,828	495,487	529,256	617,821	745,975	832,126
Créditos Diferidos	31,513	31,467	36,377	43,524	49,332	49,332	49,332
Otros Pasivos Largo Plazo sin Costo	476,262	534,613	502,124	583,069	657,727	733,491	819,985
Impuestos Diferidos	4,597	6,412	7,040	6,933	6,790	6,790	6,790
Reserva para beneficios a empleados	471,665	528,201	495,084	576,136	650,937	726,701	813,195
CAPITAL CONTABLE	41,455	49,908	26,886	(18,248)	(43,510)	(28,585)	3,938
Capital Contribuido	230,255	241,416	276,873	277,340	277,340	277,340	277,340
Reservas y Otras	109,804	125,667	11,852	12,389	31,171	72,241	104,765
Resultados Acumulados	(298,604)	(317,174)	(261,840)	(307,977)	(352,021)	(378,166)	(378,166)
Deuda Total	590,715	500,878	586,711	631,856	729,360	880,650	982,354
Deuda Neta	394,939	329,881	472,487	503,676	560,294	659,193	732,636
Deuda Neta / EBITDA	0.59	0.50	0.71	0.91	0.93	1.04	1.06

Fuente: HR Ratings de México proyecciones y de la empresa. Las cifras de 2006 y 2007 están expresados en pesos de diciembre de 2007.

PEMEX (Estrés): Flujo de Efectivo en PS Nominales (millones)

	2006	2007	2008	2009	2010P	2011P	2012P
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN							
Utilidad o Pérdida antes de Impuestos	46,953	(18,308)	536,299	506,953	527,423	522,916	614,592
+Estimación del Ejercicio	0	0	113,211	103,321	115,901	122,440	132,235
+Provisión del Ejercicio	0	0	0	0	0	0	0
+(-) Otras Partidas no Realizadas	0	0	0	0	0	0	0
Partidas sin Impacto en el Efectivo	0	0	113,211	103,321	115,901	122,440	132,235
Depreciación y Amortización	65,672	72,592	89,841	76,884	83,809	98,601	114,808
Partic. Subsidiarias no Consolid.	0	0	1,965	1,291	1,612	1,612	1,612
Intereses a Favor	(9,904)	(26,370)	(37,435)	(48,308)	(32,498)	(43,227)	(43,098)
(-) Utiliz./ Pérd. en Venta de Inmb. y Neg. Conj.	0	0	424	2,680	209	0	0
+(-)Otras Partidas	76,101	92,667	0	13,935	1,874	0	0
Partidas Relacionadas con Actividades de Inversion	131,869	138,890	54,795	46,482	55,005	56,986	73,322
Intereses Devengados	46,100	57,848	71,083	79,605	83,536	101,782	120,927
Otras Partidas	0	0	93,672	(11,473)	(34,694)	0	0
Partidas Relac. con Activ. de Financ.	46,100	57,848	164,755	68,132	48,842	101,782	120,927
Flujo Derivado a Resul. antes de Imp. a la Util.	224,922	178,429	869,060	724,888	747,171	804,125	941,076
Decremento (Incremento) en Cuentas por Cobrar	(12,436)	(22,867)	(13,945)	1,261	14,181	(2,053)	(5,819)
Decremento (Incremento) en Inventarios	(2,678)	(12,441)	27,223	(19,964)	(2,392)	(2,031)	(5,758)
Decr. (Incr.) en Otras Cuentas por Cobrar y Otros Activos	5,697	5,860	(13,504)	11,320	(1,646)	0	0
Incremento (Decremento) en Proveedores	3,677	(1,965)	243	27,896	(358)	4,316	10,176
Incremento (Decremento) en Otros Pasivos	(47,014)	73,712	(20,353)	(20,142)	(36,198)	(46,675)	(45,742)
Movimientos en Capital de Trabajo	(52,754)	42,299	(20,336)	371	(26,413)	(46,443)	(47,143)
Impuestos a la Utilidad Pagados o Devueltos	0	0	(778,296)	(521,310)	(533,605)	(549,062)	(614,592)
Flujos Generados o Utilizados en la Operación	(52,754)	42,299	(798,632)	(520,939)	(560,018)	(595,505)	(661,735)
Flujos Netos de Efectivo de Activ. de Oper.	172,168	220,728	70,428	203,949	187,153	208,620	279,341
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN							
Inversión Neta en Inmuebles, Planta y Equipo	(109,104)	(129,242)	(141,091)	(215,908)	(226,244)	(248,963)	(274,956)
Inversión Neta en Acciones con Carácter Perm.	(4,080)	(5,847)	555	123	0	0	0
Intereses Cobrados	9,904	26,370	37,435	48,308	32,498	43,227	43,098
Flujos Netos de Efectivo de Actividades de Inversión	(103,280)	(108,720)	(103,101)	(167,477)	(193,745)	(205,736)	(231,858)
Efectivo Exced.(Req.) para aplicar en Activid.de Financ.	68,888	112,009	(32,673)	36,472	(6,593)	2,884	47,484
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO							
Financiamientos Bancarios, Burst. y Otros	163,808	43,592	146,934	110,658	211,802	180,269	136,123
Amortizaciones Bancarias, Burst. Y Otros	(153,605)	(133,430)	(132,608)	(55,341)	(102,007)	(73,437)	(69,006)
Intereses Pagados	(46,100)	(57,848)	(73,883)	(78,300)	(83,001)	(101,782)	(120,927)
Financiamiento "Ajeno"	(35,897)	(147,686)	(59,558)	(22,983)	26,795	5,050	(53,810)
Incrementos (Decremento) en el Capital Social	48,728	11,161	35,457	467	0	0	0
Dividendos Pagados	(16,393)	(263)	0	0	0	0	0
Financiamiento "Propio"	32,335	10,898	35,457	467	0	0	0
Flujos Netos de Efectivo de Activ. de Finan.	(3,562)	(136,788)	(24,101)	(22,516)	26,795	5,050	(53,810)
Incre.(Dismin.) neto de Efectivo y Equiv.	65,326	(24,779)	(56,774)	13,956	20,202	7,934	(6,326)
Difer. en Cambios en el Efectivo y Equiv.	0	0	2	(0)	20,683	44,458	34,587
Efectivo y equiv. al principio del Período	130,450	195,776	170,997	114,224	128,180	169,065	221,457
Efectivo y equiv. al final del Período	195,776	170,997	114,224	128,180	169,065	221,457	249,718
Gasto de Inversión por Mantenimiento	65,672	129,242	141,091	215,908	226,244	248,963	274,956
Ajustes al Flujo Libre de Efectivo	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Libre de Efectivo	106,496	91,486	(70,662)	(11,959)	(18,408)	4,114	38,973

HR Ratings de México proyecciones y información de la empresa. El flujo de efectivo de 2006 y 2007 no son completamente comparables con años posteriores por cambios en la contabilidad, y están expresadas en pesos de diciembre de 2007. Para 2007 y 2008 hemos incorporado ajustes en el flujo derivado de resultados para eliminar una estimación de intereses a favor y devengados.



Petróleos Mexicanos

Calificación de Largo Plazo

30 Agosto 2010

Calificación Corporativa

HR AAA

La nueva alternativa en calificación de valores.

Las calificaciones de HR Ratings de México S.A. de C.V. son opiniones de calidad crediticia y no son recomendaciones para comprar, vender o mantener algún instrumento. HR Ratings basa sus calificaciones en información obtenida de fuentes que son consideradas como precisas y confiables. HR Ratings, sin embargo, no garantiza, la precisión, exactitud o totalidad de cualquier información y no es responsable de cualquier error u omisión o por los resultados obtenidos por el uso de esa información. La mayoría de los emisores de instrumentos de deuda calificados por HR Ratings han pagado una cuota de calificación crediticia basada en la cantidad y tipo emitida por cada instrumento. La bondad del valor o la solvencia del emisor podrán verse modificadas, lo cual afectará, en su caso a la alza o a la baja, la calificación, sin que esto implique responsabilidad alguna a cargo de HR Ratings de México, S.A de C.V. La calificación que otorga HR Ratings de México es de manera ética y con apego a las sanas prácticas de mercado y en cumplimiento de la normativa aplicable que se encuentran en la página de la calificadoradora www.hrratings.com, donde se puede consultar documentos como el código y políticas de conducta, normas para el uso de información confidencial, metodologías, criterios y calificaciones vigentes.

*The rating is the sole responsibility of HR and CARE disclaims all liability in respect of such ratings and any consequences relating to or arising from such rating.