

**México, D.F., 28 de febrero de 2012.**

**Versión estenográfica del Reporte de Resultados al 4° Trimestre de 2011.**

**Presentadora:** Buenos días, bienvenidos a la Teleconferencia Telefónica “Resultados de PEMEX al 31 de diciembre de 2011”.

Quedarán el Director Corporativo de Finanzas Ignacio Quesada Morales; el Director de PEMEX Exploración y Producción, Carlos Morales Gil y el Director Corporativo de Operaciones Carlos Murrieta Cummings.

Les recordamos que esta conferencia cuenta con una presentación de apoyo. La liga para la presentación se encuentra disponible a través de la página de internet de PEMEX [www.pemex.com](http://www.pemex.com), en la sección: Información financiera dentro del apartado de relación con inversionistas.

En este momento todos los participantes están en un sistema de audio. Después de la presentación se podrán hacer preguntas y comentarios únicamente por teléfono.

Tengo ahora el placer de dejarlos con Ronaldo Galindo, Gerente de Relación con Inversionistas.

Puede usted dar inicio a la conferencia.

**C. Ronaldo Galindo:** Muchas gracias y buenos días.

Antes de iniciar quiero recordarles que nuestros comentarios durante la llamada en conferencia pueden incluir expectativas y proyecciones a futuro, las cuales conllevan riesgos inherentes.

Advertimos que un número de factores importantes pueden causar resultado que provocarían diferencias sustanciales respecto a cualquiera de las proyecciones a futura y contenidas.

Asimismo, les pedimos que revisen las notas precautorias al final del Reporte de Resultados publicado en la sección de Relación con Inversionistas de la página de internet de PEMEX.

Para efectos de esta conferencia y sus respectivos documentos de apoyo, las variaciones trimestrales se calculan en comparación con el mismo trimestre del año anterior, en este caso contra el año de 2010.

Y en el mismo sentido, las variaciones acumuladas se comparan contra este mismo periodo; a menos que se especifique lo contrario.

Ahora los dejo con Ignacio Quesada, Director Corporativo de Finanzas.

**Dr. Ignacio Quesada Morales:** Muy buenos días y gracias por su asistencia.

El día de hoy la presentación está organizada alrededor, primero, de una breve introducción que habla de los principales aspectos. Después Carlos Morales, el Director de Exploración y Producción hablará sobre los principales resultados en Exploración y Producción.

Ignacio Aguilar, en sustitución de Carlos Murrieta hablará con respecto a los organismos industriales, y en ese momento pasaremos al resumen en términos de los principales financieros.

En el entorno con respecto a los principales aspectos, el 2011 fue un año en el cual los precios de crudo continuaron presentando una alta volatilidad, ésta derivada principalmente de los riesgos geopolíticos en distintas regiones, como el Norte de África y Medio Oriente, así como dándose en las perspectivas de crecimiento global ligadas al desarrollo económico en Estados Unidos y la crisis económica europea.

No obstante, esta volatilidad se siguió mostrando un incremento en la demanda de diversas económicas emergentes, lo cual conlleva a un escenario bastante atractivo de precios, con un crecimiento significativo, teniendo el promedio de la mezcla mexicana arriba de los 100 dólares por barril.

Con respecto a los precios de gas, los precios de gas continúan teniendo su dinámica regional, en particular en la dinámica norteamericana que continúa con esta tendencia a la baja, lo cual se debe a la mayor oferta, resultado en la evolución favorable de la producción de gas natural en Estados Unidos y Canadá.

En ese contexto, es que el promedio del precio del gas natural en la región, en México en particular, está del orden de 4 dólares por millón de BTU.

En términos de los precios de gasolina, los precios de gasolina en Estados Unidos, en la costa del Golfo, que es el mercado de referencia para Petróleos Mexicanos, registraron un aumento en consecuencia o derivado del crecimiento de los precios de crudo en los cuales ahora el promedio para el 2011 fue de 2.7.

Cabe destacar finalmente, la situación con respecto al tipo de cambio, dada la incertidumbre en los mercados internacionales y la volatilidad que se vio durante el 2011, se dieron importantes variaciones en el tipo de cambio, lo cual conlleva a que si bien el tipo de cambio promedio para el año fue menor en el 2011, en el segundo semestre del 2011, sí se vio una importante baja o devaluación en el tipo de cambio pasando éste de un tipo de cambio a principio de año de 12.35 a un tipo de cambio de 13.99, a final del cierre, que veremos posteriormente los resultados financieros tiene un efecto específico en el costo de financiamiento de la empresa.

Con respecto a los principales aspectos del 2011, los ingresos por ventas de PEMEX ascendieron a un billón 558 millones de pesos, esto impulsado por una plataforma de producción estable y el incremento de precios de crudo que se mencionó hace un momento.

Los ingresos fueron aproximadamente 17 por ciento mayor, llegando a un máximo histórico comparado con los ingresos del 2011.

La producción de crudo alcanzó 2.55 millones de barriles día, manteniéndose estable esta plataforma de producción por segundo año consecutivo.

PEMEX alcanzó, y daremos el detalle, una restitución de reservas probadas de 101.1 por ciento al 1º de enero de 2011, con lo cual logramos con un año de anticipación una meta que había sido planteada por la administración de PEMEX.

En cuanto a nuestra contribución al Gobierno Federal, el pago de impuestos, éste se incrementó en 33.9 por ciento, alcanzando el máximo histórico de 876 mil millones de pesos. Los impuestos fueron mayores al récord que fue el histórico del año 2008.

En términos de EBITDA, que es una buena forma de medir la rentabilidad de la empresa, el EBITDA mostró en el 2011 un crecimiento de 29.4, lo cual es superior al incremento al ingreso, haciendo que la empresa fuera más rentable.

En el 2011 PEMEX registró como resultado final una pérdida de 91 mil millones de pesos, esto resultado tanto de una pérdida cambiaria de 79 mil 700 miles de millones de pesos, derivado de la depreciación del peso, así como la mayor contribución que hicimos en términos de impuestos.

Con esto los principales aspectos, le paso la palabra al ingeniero Carlos Morales, que irá a través de los principales resultados en Exploración y Producción.

**Ing. Carlos Arnoldo Morales Gil:** Muchas gracias, Nacho.

Muy buenos días a todos.

En el 2011 PEMEX continuó con una estrategia que ampliara el número de activos productivos, así como estabilizar o aumentar la producción en los activos existentes.

Esta estrategia, hoy plasmada en el Plan de Negocios, ha involucrados mayores esfuerzos exploratorias y, lo más importante, una transformación en la perspectiva y las prácticas de la empresa.

Esto es, en los últimos años PEMEX ha logrado replantear su modelo de negocios que, entre otras cosas, ha permitido estabilizar la producción de petróleo crudo.

En el 2011 se presentaron numerosas adversidades que impactaron negativamente en la producción, algunas relacionadas a fenómenos climatológicos y otras a salidas no programadas de plantas.

A pesar de esto, la producción de crudo varió únicamente uno por ciento respecto al promedio de producción de 2010 y se alcanzó la meta establecida para 2011 de 2 millones 550 mil barriles por día.

Los principales sucesos y circunstancias que originaron diferencias en la producción respecto al 2010 son: Operaciones de mantenimiento en el *ETPCO* y un canal, condiciones climatológicas desfavorables ocasionadas por la Tormenta Tropical Nate; demoras en la terminación de pozos en Cantarell debido a retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación y las condiciones de mercado de este tipo de equipos.

La salida temporal de operaciones de la planta productora de nitrógeno, que compañía de nitrógeno Cantarell que abastece dicho gas a diversos proyectos para el mantenimiento de presión y la declinación natural de campos en los proyectos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacan en la región sur, así como Cantarell en la región marina noreste.

Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por incrementos de la producción en proyectos Yaxché, Delta de Grijalva, Ogarrio-Magallanes y en el Antiguo Aceite Terciario del Golfo.

Quisiera abundar un poco en la producción de éste último: El Proyecto Aceite Terciario del Golfo, el cual comprende el Paliocanal de Chicontepec. En éste se ilustra la transformación del modelo de negocios de la empresa orientado hacia la generación de valor.

PEMEX, en asociación con empresas líderes de perforación, ha implementado laboratorios de campo dirigidos al desarrollo de nuevas técnicas de perforación, mediante las cuales, en resumen, se ha logrado incrementar la productividad de pozos.

Como resultado de esto, se han obtenido mayores volúmenes de producción en dicho proyecto, lo que a su vez nos ayuda a incrementar el factor de recuperación en una de las formaciones petrolíferas de mayor importancia del país.

Aunado a los laboratorios de campo en Chicontepec, también les recuerdo que en agosto PEMEX asignó la primera ronda de contratos integrales, los cuales representan un avance importante de nuestro modelo de negocios, ya que además de la producción incremental que estimamos amplían nuestra capacidad de ejecución y proporcionarán una transferencia importante de conocimientos, esperamos asignar una segunda ronda de contratos integrales durante el primer semestre de 2012, que comprenderá campos maduros en tierra y agua afuera en la región norte, la cual detallaremos más adelante.

Bajo los esquemas de trabajo antes mencionados, continuamos transformando el modelo de negocios de PEMEX, con lo que esperamos sustentar el futuro operativo de la empresa.

En lo que respecta a la producción de gas natural en 2011 se observó una disminución del 6.7 por ciento respecto a 2010, lo que se debió principalmente a una menor productividad en los activos Burgos y Veracruz de la región norte, debido a una menor actividad programada de perforación y terminación de

pozos, derivada de factores como el contexto actual del mercado del gas natural en Estados Unidos de América.

Menor producción de gas asociado en el Proyecto Antonio J. Bermúdez y en el activo Cantarell, debido o con el objeto de tener una mejor administración de los yacimientos.

Año contra año el envío de gas a la atmósfera se contrajo en 40.8 por ciento, derivado de la instalación e infraestructura para el manejo de transporte de gas, principalmente en las regiones marinas.

La consolidación de iniciativas para fortalecer la confiabilidad operacional y la ejecución de estrategias en Cantarell para optimizar la explotación de pozos con alto contenido de gas.

Producto de dichas actividades, el aprovechamiento de gas en 2011 alcanzó el 96.2 por ciento.

En términos de infraestructura quiero subrayar que PEMEX ha ampliado el uso de nuevas tecnologías y equipos de última generación en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

En 2011 el promedio de pozos en operación aumentó en 837 pozos como consecuencia de la reapertura de pozos en el activo Poza Rica-Altamira y la terminación e incorporación de pozos en los proyectos Ogarrio-Magallanes, Delta del Grijalva y en el activo ATG.

El número de equipos de perforación en operación registró una diferencia de dos equipos respecto a 2010, alcanzando 128 equipos.

En 2011 fue un año muy activo en actividades de exploración. En lo que se refiere a información sísmica la obtención de esta información en características bidimensional y tridimensional registraron incrementos del 43.8 por ciento y 78.7 por ciento, respectivamente, debido a mayor actividad en los activos Burgos y Veracruz, así como con mayor actividad en Aguas Profundas del Golfo de México y en la Cuenca del Sureste.

Para aquellos que cuentan con la presentación de esta llamada videoconferencia, en la lámina de información sísmica y descubrimientos podrán observar un cuadro con los descubrimientos realizados en 2011.

Me gustaría destacar el caso del Pozo Emergente Uno, mediante el cual iniciamos la evaluación de los recursos petrolíferos no convencionales en lutitas gasíferas o en Shell Gas, en México.

Los pozos Pareto Uno, *Canak* 101 y Kimb Uno, de los activos Bellota-Juju y Litoral de Tabasco, confirman el potencial remanente de las cuencas del sureste y, finalmente, los pozos Piklis Uno y Nen Uno, en los que PEMEX continúa progresando en su estrategia en Aguas Profundas del Golfo de México.

Como lo mencioné antes, durante la primera mitad de 2012 aspiramos asignar la segunda ronda de contratos integrales, esta ronda comprenderá 22 campos maduros agrupados en seis bloques, cuatro en tierra y dos aguas afuera.

La producción total actual de dichos campos es de 12.3 mil barriles por día. Sin embargo, la reservas 3-P ascienden a aproximadamente a 224 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; en tanto que los recursos prospectivos en estos campos se estiman en mil 672 millones de barriles de crudo equivalente, lo que expone el potencial productivo incremental de los bloques.

Con los contratos integrales esperamos continuar diversificando nuestras fuentes de producción, al mismo tiempo que aumentando nuestra obtención de nueva tecnología *know-how*.

Con esto concluye la sección de actividades de Exploración y Producción de Petróleos Mexicanos y voy a continuar con el tema de reservas.

Las reservas probables alcanzan 12 mil 353 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 26 mil 163 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; el 47 por ciento de las reservas probables se ubican en el proyecto Aceite Terciario del Golfo, Chicontepec.

Asimismo, la porción marina concentra el 42 por ciento de estas reservas, donde destacan el Complejo Ku-Maloob-Zaap, Akal, Tzimin, Ayatzil y Tik.

Las reservas posibles alcanzaron 17 mil 674 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que sumadas con las reservas probadas y probables integran la reserva 3P, de 43 mil 837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El 60 por ciento de estas reservas se localizan en Chicontepec, mientras que 35 por ciento se concentra en las regiones marinas. Las reservas 3P están conformadas de 70 por ciento de crudo, 10 por ciento de condensados y líquidos de planta y 20 por ciento de gas seco, equivalente al líquido.

Al 1º de enero del 2012 las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13 mil 810 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de éstas, el 72 por ciento corresponden a crudo, 10 por ciento a condensados y el 18 por ciento a gas seco equivalente.

Del total de reservas probadas, nueve mil 148 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, o sea, el 66 por ciento, son desarrolladas; es decir, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas que pueden ser producidas con la infraestructura actual e inversiones moderadas.

El 68 por ciento de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Mallob-Zaap y Antonio J. Bermúdez. Y en los campos: Jujo, Tecominoacán, Iztaal, BoloTiku, Kan, May y Chuc.

Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, ascienden a cuatro mil 662 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 34 por ciento de las reservas probadas.

El 54 por ciento de estas reservas se concentran en los complejos KU-Maloob-Zaap, Cantarell, Bermúdez; en los campos: Jujo, Tecominoacán, Tzimin, Ayatzil, Kayab y Xux.

Por cuarto año consecutivo se ha venido incorporando un volumen de reservas por actividad exploratoria por arriba de los mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Esto permitió que por primera vez, desde la adopción de los lineamientos de la SPE, Society Petroleum Engineers, y el World Petroleum Council, en la evaluación de las reservas al primero de enero de 2000, se haya incrementado por primera vez las reservas totales del país, al pasar de 43 mil 074 millones de barriles de petróleo equivalente que se habían registrado al 1º de enero del 2011, incrementándose a 43 mil 837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1º de enero de 2012. Teniéndose un incremento de reservas netas de 764 millones de barriles de crudo equivalente.



Lo anterior se debió básicamente a los resultados de la incorporación de reservas por actividad exploratoria, así como a los incrementos de reservas de los campos que se encuentran en desarrollo.

Al 1º de enero del 2012 la reserva probada observó un incremento de 14 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con respecto al año anterior. La reserva 2P disminuyó dos mil 646 millones reclassificándose en reserva 3P, la cual se incrementó en 764 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La principal causa de estas variaciones fue el impacto de la producción de mil 358 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 2011, la cual fue compensada plenamente debido a la restitución de reservas probadas por los conceptos de descubrimientos, desarrollo, revisiones y delimitaciones.

Con esto, desde el año 2002, cuando se adoptan los lineamientos de la SEC, no se compensaba totalmente en reserva probada el impacto de la producción en un mismo año.

La variación en la reserva probada muestra un comportamiento estable con crecimientos atribuibles a los descubrimientos realizados y a los desarrollos en campos ya existentes. La declinación de las reservas probadas se ha reducido del 2 por ciento en el período 2008-2009 y 1.4 por ciento en el período 9-10, al cero por ciento en el período 10-11.

Las variaciones totales de reservas probadas generadas por descubrimiento de limitaciones, desarrollos y revisiones, y divididos entre la producción del período, da como resultado la tasa de restitución integrada de reservas probadas.

Bajo este concepto, la tasa de restitución integrada para la reserva probada en 2011 fue de 101.1 por ciento, la mayor desde la adopción de los lineamientos de la SEC.

Como ya se mencionó, el alcanzar la tasa de restitución de reservas probadas, en un valor superior al cien por ciento, permite por primera vez compensar cada barril producido en la reserva probada.

Adicionalmente, es importante señalar que PEMEX cumple un año ante su compromiso de alcanzar una tasa de restitución de reservas probadas del cien por ciento, plasmado en el Plan de Negocios de PEMEX.

Con esto, le cedo la palabra al ingeniero Carlos Murrieta, Director Corporativo de Operaciones.

Adelante, Carlos.

**Ing. Carlos Murrieta Cummings:** Gracias, Carlos.

Buenos días a todos y gracias por participar en esta llamada en conferencia.

En Refinación, en 2011, los preceptos totales de petróleo crudo fue de mil 167 miles de barriles/día, 1.5 por ciento inferior al proceso de 2010.

Esto, principalmente como resultado de mantenimientos realizados en el sistema de refinación, así como por interrupciones de suministro de energía eléctrica, lo que originó paros y retrasos de procesos.

En consecuencia, la capacidad utilizada de destilación primaria registró un descenso de 1.2 por ciento respecto a 2010 y la producción total de petrolíferos disminuyó en 3.3 por ciento, ubicándose en mil 316 miles de barriles/día.

El margen variable de Refinación al cierre del 2011 fue de menos 2.64 dólares por barril; esto es 3.33 dólares por barril inferior a lo registrado al cierre de 2010.

La reducción responde en gran parte a la volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en el mercado internacional, atribuible a factores socio-políticos y macroeconómicos financieros.

Retomando los comentarios de Carlos Morales sobre los cambios en el modelo de negocio de PEMEX, en los organismos industriales también se están tomando acciones orientadas a la generación de valor.

En Refinación hemos realizado un diagnóstico de nuestra planta productiva, el cual ha definido áreas de oportunidad a lo largo de los procesos operativos, administrativos y organizacionales.

En particular, bajo el programa de Mejora del Desempeño Operativo o MDO, hemos identificado alrededor de 230 áreas de oportunidad, de las cuales 62 se encuentran en una etapa de mejoría o resolución, 52 en proceso de desarrollo de soluciones y el resto en evaluación de factibilidad.

Además de las iniciativas que estamos implementando para mejorar la confiabilidad operacional de nuestros procesos, también se están realizando trabajos para ampliar y modernizar nuestra planta productiva.

Como muchos de ustedes saben, durante el segundo trimestre de 2011 se concluyeron las obras de reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

A la fecha las nuevas plantas de la refinería se encuentran en operación, con excepción de la planta de alquilación, la cual entró en proceso de estabilización a mediados de este mes.

Respecto a la refinería de Tula, el 15 de febrero de 2012 PEMEX adjudicó la contratación del desarrollo de ingeniería, servicio de ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL-3. El contrato se asignó a la empresa ICA Flúor Daniel y sus empresas asociadas.

En lo que respecta al proceso de gas natural, en 2011 se registró un incremento de 1.2 por ciento respecto a 2010, alcanzando un proceso total de cuatro mil 527 millones de pies cúbicos diarios.

Lo anterior se debió a una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce y gas asociado amargo, proveniente principalmente de campos en las regiones norte y sur respectivamente.

Asimismo, el proceso de condensados aumentó 7.4 por ciento, como resultado de una mayor producción en las regiones marinas y la región norte.

Como resultado del aumento del proceso de gas natural, las producciones de gas seco y líquido del gas incrementaron en 2.0 por ciento y 1.5 por ciento respectivamente, en comparación al 2010.

Por su parte, la elaboración de petroquímicos se ubicó en cinco mil 583 miles de toneladas. Esto es 8.8 por ciento inferior a la producción de 2010.

Lo anterior, de conformidad con la estrategia de la empresa de enfocarse en las cadenas de petroquímicos más rentables, así como a mantenimientos en las plantas de etileno y cloruro de vinilo en el Complejo Petroquímico Morelos y a paros no programados de la planta de acrilonitrilo en el mismo complejo.

En este sentido, la cadena de aromáticos y derivados disminuyó debido a la decisión estratégica de reducir la elaboración de componentes para gasolina, ante el incremento en el costo de los insumos.

La producción de propileno y derivados se redujo ante una menor demanda de productos y finalmente la cadena de derivados del etano disminuyó por los mantenimientos antes mencionados.

La disminución en la producción total de petroquímicos se vio parcialmente compensada por un aumento observado en la cadena de derivados del metano, del 5.4 por ciento, debido a una mayor producción de metanol.

Asimismo, las condiciones de mercado han favorecido el resurgimiento de la industria petroquímica en el mercado norteamericano.

PEMEX, como lo mencionamos antes, bajo un modelo de negocios orientado a la creación de valor, se enfocará a las cadenas de mayor valor agregado y promoverá esquemas de negocio como asociaciones estratégicas para promover dicho crecimiento.

En este sentido, les comento que el 21 de octubre de 2011 la Comisión Federal de Competencia autorizó la coinversión de PEMEX y la empresa mexicana MEXICHEM, a través de esta coinversión esperamos impulsar el crecimiento de la cadena productiva del cloruro de vinilo.

Le devuelvo la palabra a Ignacio Quesada.

**Dr. Ignacio Quesada Morales:** Muchas gracias, Carlos, Ignacio.

Ahora entraremos a los principales aspectos financieros con respecto al año 2011.

En este contexto quisiera comentarles que, como mencionamos al principio, las ventas totales para el año alcanzaron un máximo histórico, ascendiendo a 1.56 millones de pesos, superiores en un 21.6 por ciento a las registradas en el 2010, donde dicho incremento se derivó dada la estabilidad en la plataforma de producción y los mayores precios de hidrocarburos.

El rendimiento de operación aumentó en un 24.3 por ciento, como resultado del incremento antes mencionado en ingresos, así como una disminución en los gastos generales.

El rendimiento antes de impuestos y derechos se incrementó en 28.8 por ciento, debido al aumento en otros ingresos que, a su vez, fueron parcialmente contrarrestados con un incremento en el resultado integral de financiamiento, el

cual fue menos favorable que el contabilizado durante el 2010, principalmente como consecuencia de la depreciación del peso que fue mencionado al principio y que será detallado a continuación.

Las cargas tributarias, la contribución que realiza PEMEX al Gobierno Federal alcanzó su máximo histórico de 876 mil millones de pesos, casi 34 por ciento superior a la del 2010, debido principalmente, lo que se atribuye al incremento de los precios internacionales de los hidrocarburos.

Como consecuencia de lo que se les ha mencionado anteriormente, en el 2011 PEMEX registró una pérdida neta de 91 mil 500 millones de pesos, equivalente a 56.5 miles de millones de dólares.

El EBITDA finalmente ascendió a 1.1 billones de pesos, lo que continúa firmando la capacidad de generación de flujo de la empresa y mostró un crecimiento de casi un 30 por ciento, lo cual es superior al crecimiento registrado en términos de ventas.

Con respecto a las ventas totales, entrando a un poco más de detalle, el incremento se debió principalmente a los mayores precios de productos para ventas en México, como es el caso de la gasolina, con un incremento en la Magna de 12.2 por ciento y en la Premium de 5.3; diesel 11.6 por ciento, combustóleo 30 por ciento, turbosina 36.9, asfaltos 14.5, así como a mayores volúmenes de venta de estos productos en el país.

Gasolina Premium un incremento de casi un cinco por ciento, diesel 1.7 por ciento, combustóleo 10 por ciento, turbosina 0.6 y asfaltos 4.5 por ciento. Asimismo, el precio de la gasolina regular en la costa norteamericana del Golfo registró un aumento del 33.9 por ciento.

Por otra parte, con respecto a las ventas de exportación, éstas mostraron un incremento del 30.4 por ciento, derivado de un incremento del 40 por ciento en el precio de la mezcla mexicana de crudo, que promedió arriba de los cien dólares por barril en el 2011, en comparación a 72.07 dólares por barril en el 2010.

Este efecto fue parcialmente contrarrestado por una disminución del 1.7 por ciento en el volumen de exportaciones, el cual promedió un millón 334 mil barriles/día.

Por otra parte los costos de venta y gastos generales se incrementaron en total por un 19.5 por ciento, lo cual se explica principalmente por un incremento en el

monto de compra para reventa, dado que el precio de la gasolina que importamos se incrementó.

Este incremento en el costo de compra para reventa fue de 41.5 por ciento, un incremento de 23.8 en gastos de operación debido a mayores gastos en servicios, en materiales, servicios auxiliares para terceros y fletes.

Y asimismo los gastos de exploración crecieron en 18.1 por ciento, en tanto que los gastos de conservación y mantenimiento aumentaron en 35 por ciento.

Los incrementos anteriores fueron parcialmente contrarrestados por una disminución de 1.8 por ciento en amortizaciones y 10.4 por ciento en el costo neto del periodo de beneficio a empleados.

En términos de los gastos generales, los gastos generales descendieron 7.6 por ciento debido a disminuciones de 5.8 y 4.8 por ciento en los gastos de distribución y gastos de administración respectivamente.

Con respecto al costo de financiamiento que mencionábamos, éste mostró una variación en términos de que el costo integral de financiamiento correspondió a 91.6 miles de millones de pesos, lo cual es 79.9 miles de millones de pesos superior al resultado del 2010.

La variación se debe principalmente a una pérdida por variación cambiaria derivada de una depreciación del peso, como mencionamos al principio, respecto al dólar, que pasó de 12.36 en el 2010 a 13.99 en el 2011. Además por mayores intereses a cargo de PEMEX como consecuencia de la evaluación de los instrumentos financieros.

Con respecto a explicar el cambio en la variación cambiaria este cambio, este techo de 78 mil 968 millones de pesos es la variación entre un costo positivo, que fue en el 2010, por 20 mil millones de pesos, a un resultado negativo por variación cambiaria de 58 mil 801.

Si desglosamos esta variación de 58 mil durante el año del 2011, veremos que en el primer trimestre se tuvo un efecto positivo por el orden de 10 mil millones de pesos, dado que al inicio del año el tipo de cambio todavía mostró una apreciación al pasar de 12.36 a 11.97.

En el segundo trimestre esta variación fue marginal y en el tercer y cuarto trimestres fue cuando vimos las variaciones significativas en el tipo de cambio, al depreciarse el peso de un tipo de cambio al cierre del primer semestre de

11.84 hasta llegar a 13.99, mostrando entonces una pérdida de 49 mil millones de pesos en el tercer trimestre y de 19 mil en el cuarto trimestre.

Con respecto a la contribución que ha realizado PEMEX, PEMEX tiene el mandato de contribuir a las finanzas públicas, es uno de nuestros principales objetivos. Como tal este año es uno en el cual hemos logrado un acto histórico: la contribución de PEMEX fue de 876 mil millones de pesos, lo cual es superior a la contribución realizada en el 2008 por 771 mil millones de pesos, siendo un incremento de 13.5 contra el máximo histórico y siendo superior a la registrada en el 2010 por 654 mil millones de pesos.

Con respecto a la evolución del rendimiento neto, si vemos ya la evolución del 2010 al 2011 partimos de un resultado de 44 mil millones de pesos; negativo en el 2010 se obtuvo un incremento en ventas totales de 276 mil millones de pesos; un incremento en otros ingresos de 121 mil millones de pesos; los mayores costos por 142 mil millones de pesos, un resultado integral de financiamiento negativo, como fue explicado, de 79 mil 676 y mayores contribuciones por 221 mil millones de pesos, dando esto el resultado para el año 2011 de 91 mil 480 millones de pesos.

También, como hemos mencionado en otras conferencias, nos gusta mostrar algunos factores externos que también impactan el resultado de la empresa con respecto al subsidio de Gas-LP que está dado en el decreto de precios en el Gas-LP.

Este durante el año ascendió a 39 mil 950 pesos, dado que el volumen continúa mostrando crecimiento, pero dado el escenario de mayores precios de hidrocarburos es que el monto fue mayor en el 2011 respecto al 2010.

También con respecto al precio en términos de diesel y con respecto a la calidad de gasolina que muestran lo que es la diferencial de precios, que en el caso del diesel correspondió a 2 mil 850 millones de pesos y en el caso de gasolinas la diferencia por la calidad de combustible llegó casi a un total de 5 mil millones de pesos.

Con respecto al efecto por lo que es el costo límite en el límite de la deducibilidad que podemos hacer de nuestros gastos en exploración y producción, este efecto totaliza para el año del 2011, 88 mil millones de pesos.

Con respecto a la posición de caja de la empresa, que inició en el año 2011, con una posición de caja de 133 mil millones de pesos, dados los recursos generados y las actividades de financiamiento que ascendieron a casi 190 mil

millones de pesos, que tuvo un flujo disponible durante el año de un billón 359 mil millones de pesos.

El pago de deuda, los intereses pagados, inversiones e impuestos nos dejan con una posición de caja al final del 2011 de 117 mil millones de pesos.

Con esto la empresa continúa teniendo una posición sólida de caja que ha sido y como lo hemos mencionado en distintos foros, una estrategia que dadas las condiciones de mercado, continuamos teniendo durante el 2011 y planteamos continuar durante el 2012 para tener la flexibilidad que nos permita realizar las actividades de financiamiento en los mejores momentos que los mercados internacionales lo permitan.

Esto se muestra en la siguiente hoja donde vemos la posición de deuda consolidada de la empresa, la cual se incrementó en 17.8 por ciento en pesos, gran parte de eso se debe a la variación en la pérdida cambiaria que ya mencionamos.

En la parte inferior de la gráfica vemos las emisiones que fueron realizadas durante el año, en el cual el manejo de la liquidez y la posición de caja nos permitió aprovechar las ventanas de oportunidad que se dieron en un año que fue caracterizado por la volatilidad de los mercados.

Finalmente cuál es la perspectiva con respecto al programa de financiamientos autorizado por el Consejo de PEMEX para el año del 2012, nuestro Programa de Financiamiento está autorizado por un máximo de 10 mil millones de dólares, equivalente a 128 mil 900 millones de pesos.

Esto pensamos inicialmente realizar con una mezcla en los mercados internacionales de aproximadamente un 40 por ciento, en el mercado nacional alrededor de un 23 por ciento, créditos bancarios y agencias de crédito continuarán siendo una parte importante de este Programa de Financiamiento.

Finalmente el monto máximo del Programa de Financiamiento equivale también a un endeudamiento, a un techo de endeudamiento neto máximo autorizado de 52 mil millones de pesos para el año.

Con esto, déjenme regresar entonces a lo que son las principales conclusiones con respecto al año.

En este año lo que logramos fue un récord en términos de nuestras ventas y nuestra contribución al gobierno federal. Adicionalmente este fue un año en el



cual logramos alcanzar una de las metas planteadas por esta administración, que fue el lograr el cien por ciento de reposición de las reservas a nivel de 1T.

Esta meta se logró con un año de anticipación y finalmente en términos de EBITDA, que es un buen indicador de la rentabilidad de la empresa, fue un año en el cual mostramos un crecimiento de un 30 por ciento con respecto al año anterior.

Con todo esto muchas gracias y pasamos a la sección de preguntas y respuestas.

**Presentadora:** Damas y caballeros, para hacer preguntas marque \*1 en su teclado telefónico.

Si su pregunta ha sido contestada y desea retirar su pregunta, marque \*2. Las preguntas serán contestadas en el orden recibidas.

Marque \*1 para comenzar y por favor espere por la primera pregunta.

La primera pregunta viene de la línea de Araceli Espinoza de Scotiabank.

**Pregunta:** Hola, buenos días.

Tengo dos preguntas para el señor Ignacio Quesada. Una, ¿cuánto va a ser la inversión de CAPEC relacionada con la Refinería de Tula y si por su flujo operativo cómo van a financiarla?

Porque ya vimos que en el pago de impuesto fue el máximo histórico para PEMEX, entonces su flujo que nos queda es bastante bajo, ¿cómo es lo que van a hacer para financiar la refinería de Tula y cuál sería el monto de CAPEC estimado para este año?

La segunda pregunta es ¿cuánto de las reservas de pensiones están fondeando, o sea, cuánto están apartando de su liquidez cada año, a partir del año pasado, y cuánto es que van a hacerlo en adelante?

Gracias.

**Dr. Ignacio Quesada Morales:** Con respecto a la primera pregunta, la Refinería de Tula el proyecto durante este año se están realizando todos los estudios de ingeniería, como ya fue mencionado, ya fue hecha la licitación para la parte de las ingenierías.

Es un proyecto en el cual, dadas las experiencias anteriores en los proyectos de reconfiguraciones, estamos siendo cautelosos en poder terminar toda la parte de planeación y asegurarnos de que el proyecto sea exitoso en términos de sus tiempos y de sus costos.

El estimado actual que tenemos del proyecto en su totalidad, incluidos terrenos, ingeniería, etcétera, será del orden de 10 mil millones de dólares.

Lo considerado para este año es que estos estudios de la parte de las ingenierías es del orden de unos 4 mil millones de pesos que ya fueron presupuestados y están en el presupuesto de este año.

Con respecto a la parte de las pensiones, como saben, es una parte que PEMEX, el fondo como opera en este momento, tenemos lo que se llama el FOLAPE, que es el Fondo del Fideicomiso para las Pensiones.

Este fideicomiso es de donde se paga todo el costo de los jubilados, los jubilados se pagan año con año en términos del equivalente a una nómina, lo que normalmente tenemos fondeado es todo el costo del año, está fondeado desde principio de año, se hacen las aportaciones a este fondo y se tiene un remanente por algún porcentaje adicional.

Parte de lo que está en la agenda hacia adelante es ir buscando esquemas que nos permitan hacer contribuciones mayores y hacer que este fondo en este momento permite solventar los gastos del año o un poco más del año, pueden ir creciendo y esperamos en el futuro reciente poder presentar alternativas adicionales.

Gracias.

**Presentadora:** En este momento no tenemos más preguntas.

Señor Quesada, adelante, por favor.

**Dr. Ignacio Quesada Morales:** Les agradecemos mucho su asistencia a esta conferencia con respecto a los resultados del cuarto trimestre y todo el 2011.

Muchas gracias y que tengan un buen día.

--- 000 ---