



México, D.F., 3 de Marzo de 2010.

Versión Estenográfica de la Conference Call "Resultados Financieros de PEMEX al 31 de Diciembre 2009", ofrecida por el Director General, Lic. Juan José Suárez Coppel; el Director Corporativo de Finanzas, licenciado Carlos Treviño Medina, y el Director General de PEMEX Exploración y Producción, ingeniero Carlos Morales Gil.

Conductora: Muy buenos días. Bienvenidos a la Conferencia Telefónica de PEMEX "Resultados Financieros de PEMEX al 31 de diciembre de 2009", que darán el Director General, Juan José Suárez Coppel; el Director Corporativo de Finanzas, Carlos Treviño Medina, y Carlos Morales Gil, Director General de PEMEX Exploración y Producción.

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, en la Sección Información Financiera contenida en la Sección 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 Celina Torres, Gerente de Relación con Inversionistas.

Puede usted dar inicio a la Conferencia.

Lic. Celina Torres: Muchas gracias y buenos días.

Antes de iniciar quiero recordarles que nuestros comentarios durante la llamada en Conferencia pueden incluir expectativas.

Las proyecciones a futuro conllevan riesgos inherentes.

Advertimos que un número de sectores importantes pudieran causar resultados que provocarían diferencias sustanciales respecto a cualquiera de las proyecciones a futuro aquí 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 se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior, a menos de que se especifique lo contrario.

Es importante señalar que los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2009 presentados en esta Conferencia y en sus respectivos documentos de apoyo, tienen el carácter de preliminar en tanto concluye el proceso de dictaminación.

Los dejo ahora con Juan José Suárez Coppel, Director General de PEMEX.

Lic. Juan José Suárez Coppel: Muchas gracias, Celina.

Muchas gracias. Me da mucho gusto estar con ustedes otra vez en estas conferencias.

El día, como saben, nos acompañan por primera vez Carlos Treviño. Carlos entró a PEMEX hace un mes; viene de la Secretaría de Hacienda; antes estuvo en la Secretaría de Energía.

Tiene mucha experiencia en PEMEX, tiene experiencia en nuestros temas presupuestales, en Control Presupuestal, y es parte del nuevo perfil que tenemos que dar al Área de Finanzas, más enfocada a un Área de Control.

Es parte de la reestructura que estamos haciendo; hablaré un poco más de ello hacia adelante.

También conmigo, como ustedes saben, está Carlos Morales, que les hablará de algunos temas en particular del manejo del precio en Akal y de nuestros resultados en Chicontepec.

Además está Celina, que siempre nos acompaña.

Como ustedes pueden observar, como ustedes observarán en la presentación, en el 2009 PEMEX tuvo resultados mixtos.

Por un lado, la producción de crudo, sin considerar el Proyecto Cantarell ha mantenido una tendencia creciente; ha aumentado su producción en más de un 8 por ciento.



Mediante la aplicación de nuevas técnicas para el manejo de reservorio, en particular en Akal, hemos logrado disminuir la declinación del Complejo Cantarell. Carlos les platicará más al respecto.

Estas mismas técnicas las estamos aplicando en el Complejo Ku Maloob Zaap, además de los demás campos de Cantarell, además de Akal. Como ustedes saben, Akal produce la gran mayoría de crudo de Cantarell.

Y las aplicaremos también durante este año en nuestros yacimientos en la Región Sur, en particular nuestros gigantes en Tabasco, en tierra.

Nuestras pérdidas -también como podrán observar- disminuyeron contra las pérdidas de 2008. Aunque el efecto más importante que explica más del 100 por ciento de esta disminución es el resultado positivo en nuestro costo integral de financiamiento, debido a la posición cambiaria.

También tuvimos un buen resultado en el pasivo laboral, en el que por cambios en políticas contables tuvimos una disminución de pasivo del orden de 7 mil millones de pesos.

Estos dos resultados, obviamente, no reflejan la operación y tampoco podemos esperar que sean recurrentes.

Esto lo que hace por la parte de la variación de ventas que ustedes están viendo, alrededor del 80 por ciento de eso es precio, el resto es volumen y en la parte de volumen vean nuestra producción de crudo; la mayor parte de eso es Cantarell.

Lo que esto nos viene a reflejar, lo que esto nos viene a recalcar es la necesidad de hacer cambios de fondo en la operación de la empresa.

Cambios graduales no van a dar la vuelta a los resultados de la operación.

La pérdida de este año nos lleva a un patrimonio negativo. Hablaremos de eso más adelante; hablará de los detalles Carlos Treviño.

Sin embargo, otra vez lo que esto nos debe dar, lo que esto nos da a la administración es el sentido de urgencia de cambiar la manera en que operamos; un sentido de urgencia de cambiar del día a día como lo tenemos, a hacer de fondo.



Estos cambios de fondo, obviamente, tienen que ver con una mayor disciplina operativa, con la incorporación de nuevas tecnologías que nos permiten desarrollar de manera óptima nuestros campos y también administrar mejor nuestros activos aguas abajo.

Una mejor administración de nuestros proyectos; una mayor agilidad en la toma de decisiones; en nuestra toma de decisiones una mayor eficiencia administrativa, y en particular mejoras en nuestro Sistema de PROCUP.

Aunque estas iniciativas tendrán su efecto total en el mediano plazo, nos queda muy claro que es muy importante dar resultados y lograr resultados de manera inmediata, en el corto plazo.

Transformaciones como las que requiere nuestra empresa no se puedan dar si no tenemos éxitos pronto.

PEMEX ha demostrado en el pasado la capacidad de generar resultados cuando tiene las condiciones suficientes o necesarias para estos resultados.

En los últimos años esto lo vemos en el crecimiento de los campos diferentes de Cantarell; esto lo vemos en los buenos resultados de exploración, y esto lo vemos también en los resultados en seguridad ambiental y prevención de accidentes.

Todas éstas fueron iniciativas que tuvieron los recursos y ese es el ejemplo de iniciativas, en particular la seguridad, la que tenemos que seguir. De tal manera que con la disciplina, con el seguimiento e insistir en estas disciplinas podamos, por ejemplo, tener una mejor disciplina operativa y una mejor administración de nuestros proyectos.

Estos son los cambios de fondo que tenemos que hacer y estamos enfocados hacia ello.

La reestructura presentada en diciembre a nuestro Consejo y la reestructura que se había presentado también anterior a eso durante 2009, van en línea a esto.

Esta reestructura lo que hace -hablará más adelante Carlos al respecto- es centralizar en un solo responsable, a nivel del Corporativo, la función de finanzas para toda la empresa, la función de recursos humanos; crear un responsable y centralizar las funciones de tecnología de la información, y reestructurar los roles y responsabilidades para administrar los proyectos, creando a nivel del Corporativo un Centro de Excelencia para la Administración de Proyectos, pero pasando la responsabilidad de los proyectos a las áreas operativas.



Tendremos, en síntesis, que enfocarnos a generar una mayor rentabilidad en todas nuestras líneas de negocio, evitando que ninguna de éstas pierda, tenga pérdidas; incrementar la producción de crudo, y así dar cumplimiento al mandato que tenemos en nuestra nueva Ley de PEMEX de creación de valor.

Tenemos el compromiso con nuestro Consejo de Administración de presentar un Plan de Crecimiento y Mejora en la Productividad hacia mediados de año. Una vez que este Plan sea aprobado lo haremos público.

En este Plan incorporaremos la flexibilidad que nos otorga la Reforma Energética; el nuevo Gobierno Corporativo que nos permite operar de manera más efectiva; los nuevos esquemas de contratación, que aunque todavía no empezamos a aplicar, próximamente estaremos en posibilidad de hacerlo.

La emisión de Bonos Ciudadanos, que además de capitalizar a la empresa, permitirá dar a los mexicanos mayores elementos para medir el desempeño de la Administración de PEMEX.

Como decía antes, esto es nuestro foco más importante de la Administración y les haremos saber nuestras metas, nuestros hitos, cuando sea aprobado este Plan en el Consejo.

Ahora les dejaré con Carlos Treviño, para que hable de nuestros Estados Financieros, y después nuestro otro Carlos, Morales, para que hable de la parte de producción de crudo y gas.

Muchas gracias.

Lic. Carlos Treviño Medina: Bien. Muchas gracias, señor Director.

Como saben, hoy nos acompaña Carlos Morales, Director General de PEMEX Exploración y Producción, a quien cederé la palabra en un momento más, cuando abordemos los temas relativos a las actividades que ellos desarrollan.

Durante esta Conferencia presentaremos los principales aspectos operativos y financieros del Cuatro Trimestre del 2009, y al final tendremos una sesión de preguntas y respuestas.

En relación con los principales aspectos financieros del Cuarto Trimestre de 2009, las ventas totales, incluyendo ingresos por servicios, aumentaron 19.2 por



ciento, ubicándose en 314 mil 800 millones de pesos, principalmente por mayores precios del crudo de exportación.

El rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos aumentó a 140 mil 700 millones de pesos, debido principalmente al incremento de 100 mil millones de pesos en el rendimiento de operación y un beneficio de 92 mil millones de pesos, en el resultado integral de financiamiento; por la apreciación del peso respecto al dólar del Cuarto Trimestre de 2009, en relación con la depreciación observada en el trimestre comparable de 2008.

La pérdida neta se ubicó en 16 mil 700 millones de pesos, lo que representa una mejora de 101 mil millones de pesos, con respecto a aquella que tuvimos en 2008.

Esto obedece en mayor medida al incremento en ventas de crudo de exportación, a un efecto favorable en la variación cambiaria y a un menor costo de venta.

En relación con los principales aspectos operativos, durante el Cuarto Trimestre de 2009 la producción de crudo disminuyó 5.3 por ciento, promediando 2 millones 583 mil barriles diarios, esencialmente como resultado de la declinación del Proyecto Cantarell, la cual fue parcialmente compensada por un incremento de 10.2 por ciento en la producción del Proyecto Ku Maloob Zaap.

Asimismo, la producción de gas natural disminuyó 3.5 por ciento, para ubicarse en 7 mil 9 millones de pies cúbicos diarios, como resultado de optimizar la explotación en la zona de transición en Cantarell.

A continuación el ingeniero Morales comentará con ustedes los temas relevantes de Exploración y Producción al Cuarto Trimestre de 2009.

Gracias.

Ing. Carlos Morales Gil: Bien. Muchas gracias, Carlos; muchas gracias, señor Director.

En el Cuarto Trimestre de 2009 las actividades de exploración estuvieron enfocadas a la toma de adquisición sísmica.

En el caso de la sísmica bidimensional se alcanzaron 579 kilómetros, mientras que la información sísmica tridimensional se situó en 6 mil 436 kilómetros cuadrados.



La adquisición de información sísmica 2D disminuyó de 4 mil 736 kilómetros con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a un retraso en la contratación de una embarcación para realizar esta actividad en el Golfo de México profundo.

En contraste, la información sísmica tridimensional se incrementó 2 mil 600 kilómetros cuadrados, debido a mayor actividad para optimizar el desarrollo de sus campos en Burgos y Veracruz, así como en los campos en desarrollo del Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

Los principales descubrimientos en el Cuarto Trimestre de 2009 relacionados con crudo, fueron en las Cuencas del Sureste, los Campos Xux, Chapabil, ambos costa afuera y Madrefil y Terra en el Estado de Tabasco, mientras que los principales descubrimientos del periodo relacionados con gas fueron en la Cuenca de Burgos, con los Campos Cali, Trapiche y Cougar.

En relación con las actividades de exploración y producción se obtuvieron los siguientes resultados:

La producción de crudo del Cuarto Trimestre de 2009 promedió 2 millones 583 mil barriles; es decir, se tuvo una disminución de 146 mil barriles diarios respecto del Cuarto Trimestre del 2008.

Este comportamiento es originado principalmente, como ya se mencionó, por una disminución en la producción de crudo pesado de 209 mil barriles diarios en el Proyecto Cantarell y al cierre de pozos por el incremento de la relación gas-aceite en este mismo proyecto.

La declinación del Proyecto Cantarell fue parcialmente compensada por un aumento del 10.2 por ciento en la producción de Ku Maloob Zaap, con respecto al mismo periodo de 2008.

La producción de crudo súper-ligero aumentó 30.7 por ciento debido a la terminación de pozos en los Proyectos Delta del Grijalva y Costero Terrestre de la Región Sur, así como en el Proyecto Crudo Ligero Marino, de la Región Marina Suroeste.

Por otra parte, el volumen de crudo ligero disminuyó .7 por ciento debido a menor producción en los Proyectos Kan y Jujo Tecominoacán.

Cabe destacar que debido a la optimización en la exploración del Proyecto Cantarell y a las reparaciones de pozos para incrementar su vida productiva, la



declinación del Campo Akal disminuyó de 38 por ciento en el Primer Semestre de 2009 a 12 por ciento en el Segundo Semestre de 2009.

En el Cuarto Trimestre de 2009, la producción total de gas natural con nitrógeno promedió 7 mil 9 millones de pies cúbicos diarios, una disminución de 3.5 por ciento respecto al mismo Cuarto Trimestre del 2008, principalmente debido a una reducción del 6.1 por ciento a la extracción de gas asociado con nitrógeno, como resultado de administrar la explotación en la zona de transición del Proyecto Cantarell.

Sin embargo, la producción de gas hidrocarburo sin nitrógeno, se incrementó 1.2 por ciento en virtud de los resultados obtenidos por la terminación y reparación de los pozos en Delta del Grijalva y Crudo Ligerero Marino.

Asimismo, el volumen de gas no asociado aumentó 1.5 por ciento, debido principalmente a la terminación de pozos en Burgos.

Y los Proyectos Burgos y Veracruz alcanzaron un volumen de producción de 2 mil 377 millones de pies cúbicos diarios en el Cuatro Trimestre de 2009, representando el 34 por ciento de la producción total.

El 18 de noviembre de 2009 el Proyecto Burgos alcanzó un máximo histórico de producción de mil 620 millones de pies cúbicos por días.

En este contexto, durante el mes de diciembre de 2009 dio inicio la exploración el Campo Cauchy del Proyecto Veracruz, con un volumen inicial aproximado de 60 millones de pies cúbicos diarios.

Durante el Cuarto Trimestre del 2009 en la actividad de desarrollo el número total de pozos terminados fue de 40.2 por ciento superior respecto del mismo trimestre del 2008, pasando de 209 a 293 pozos.

En materia de exploración se perforaron 17 pozos, cinco menos que en el Cuarto Trimestre del 2008.

Los pozos en desarrollo terminados fueron 276, lo que significó un incremento de 89, debido a la mayor actividad registrada en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

Me gustaría mencionar ahora los avances más relevantes durante el Cuarto Trimestre de 2009 de los tres principales proyectos.



En el caso de Cantarell hubo la terminación de cuatro pozos de desarrollo, la reparación mayor de 20 pozos y la reparación menor de 13 pozos; la instalación de tres plataformas recuperadoras de tipo T-TRALP, en Akal TJP2, Akal TR y Akal MA.

Y el Campo Akal mantiene una declinación actualmente del 15 por ciento anual, en la producción al cierre de 2009, gracias al trabajo de optimización, a la selección en las reparaciones mayores y la evidencia de que algunas áreas fueron drenadas por segregación gravitacional.

Durante el Cuarto Trimestre de 2009 los avances registrados en el Proyecto Ku Maloob Zaap fueron los siguientes:

La terminación de tres pozos de desarrollo, la reparación mayor de ocho y la menor de 14; instalación de plataformas; una Plataforma de Producción en KH; la instalación del gasoducto de 24 pulgadas, y dos kilómetros de Maloob Zaap a PBKH, y la instalación del gasoducto de bombeo neumático de 12 pulgadas y .5 kilómetros para la interconexión de líneas de Ku a Maloob.

El 29 de diciembre de 2009 la producción de aceite alcanzó el máximo histórico de 881 mil barriles al día, como resultado de la entrada de nuevos pozos de desarrollo en el activo.

De tal forma que se mantendrá una plataforma de producción de alrededor de 850 mil barriles diarios.

Por último, los avances registrados en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo fueron la terminación de 128 pozos de desarrollo, reparación mayor de 50 pozos y reparación menor de 114 pozos.

Adicionalmente, en un promedio de 25 días se realiza la interconexión de pozos terminados para incrementar la producción en el proyecto.

Es importante también comentar que en el caso de Chicontepec arrancó la actividad de los laboratorios de campo, asignándole a cinco empresas un área de 10 kilómetros cuadrados para desarrollar a través de concentrarse en la generación de valor la mejora de la productividad de los pozos, la recuperación mejorada, la reducción de costos y la administración de la declinación.

También en este 2010 se está modificando la estrategia que seguimos en el 2009, donde se perforaron 794 pozos y se terminaron 426 de éstos 794.



Ahora estamos reduciendo el número de perforaciones a 505 y las terminaciones están incrementándose de 426 a 688, perforando un mayor número de pozos horizontales, un mejor diseño de las fracturas y una reducción de costos.

Con esto en el Proyecto Chicontepec las proyecciones de producción que se tienen para el año son de 48 mil barriles por día en promedio, pretendiendo alcanzar en diciembre 60 mil barriles por día en promedio, a través de las actividades que ustedes están observando en su pantalla.

Lic. Carlos Treviño Medina: Muchísimas gracias, Carlos.

Ahora continuaré con los resultados de los organismos industriales.

En el Cuarto Trimestre de 2009 el proceso total de crudo aumento 5.3 por ciento, debido a un menor mantenimiento, esto de conformidad con el Programa de Mantenimiento de Plantas del Sistema Nacional de Refinación.

El proceso de crudo ligero se incrementó en 5 por ciento y el proceso de crudo pesado aumentó 5.7 por ciento.

Como resultado del mayor procesamiento de crudo la capacidad utilizada de destilación primaria aumentó a 86 por ciento, lo que representa un incremento de cuatro puntos porcentuales en comparación con el mismo trimestre del año anterior.

Durante el Cuarto Trimestre de 2009 el proceso de gas natural en tierra aumentó 6 por ciento, para ubicarse en 4 mil 491 millones de pies cúbicos diarios, como consecuencia de un aumento de 4.9 por ciento en el proceso de gas húmedo amargo, por mayor disponibilidad de gas asociado en las regiones marinas y un incremento de 9.6 por ciento en el proceso de gas húmedo dulce, por la incorporación de nuevos pozos en el Proyecto Burgos.

Como resultado de lo anterior, la producción de gas seco aumentó 5.5 por ciento; es decir, 191 millones de pies cúbicos diarios.

Durante el Cuarto Trimestre de 2009 la producción de petrolíferos aumentó 4.3 por ciento; es decir, de un millón 482 mil a un millón 545 mil barriles diarios, debido principalmente a mayor producción de combustóleo, por la reconversión de uno de los procesos de la Refinería de Tula, que apoyará en la elaboración de gasolinas ultrabajo en azufre.



En 2009 el margen variable de refinación de PEMEX disminuyó 72 centavos de dólar por barril, pasando de 2.33 a 1.61 dólares por barril.

La reducción se explica principalmente por el comportamiento de los precios del crudo y de los petrolíferos en el mercado internacional.

Al 31 de diciembre de 2009 el número de estaciones de servicio se incrementó en 5.4 por ciento, alcanzando las 8 mil 803 estaciones.

Durante el Cuarto Trimestre de 2009 la producción neta de petroquímicos disminuyó 23.5 por ciento, ubicándose en 703 mil toneladas.

Este resultado se debió a: Primero, trabajos de mantenimiento programadas en plantas asociadas a la elaboración de aromáticos y derivados de metano y a problemas técnicos en la Planta de Amoníaco número Seis.

En materia de comercio internacional se observaron los siguientes resultados:

Las exportaciones de crudo promediaron un millón 249 mil barriles diarios, 12 por ciento menos por la disminución en la producción de crudo.

Aproximadamente el 83 por ciento de las exportaciones totales de crudo estuvieron compuestas por crudo pesado y el resto por crudo ligero y súper-ligero.

Asimismo, el 84 por ciento del total de las exportaciones de crudo se destinaron a los Estados Unidos, mientras que el 16 por ciento restante se distribuyó entre Europa, el resto del Continente Americano y el Lejano Oriente.

Como se observa en la lámina, el precio promedio del crudo de exportación se ubicó en 70.4 dólares por barril, lo que representa un aumento del 53.9 por ciento.

Como resultado de la mayor demanda de la Comisión Federal de Electricidad, las exportaciones de gas natural disminuyeron a 61 millones de pies cúbicos diarios y las importaciones aumentaron en 76 millones de pies cúbicos diarios.

El volumen de exportación de petrolíferos aumentó 17 mil barriles diarios por mayores exportaciones de combustóleo.

Asimismo, las importaciones de petrolíferos disminuyeron 3.1 por ciento, debido a menores compras de gasolina y diesel.



Las exportaciones de petroquímicos aumentaron 163.2 por ciento por mayores ventas de azufre y etileno, mientras que las importaciones aumentaron 30.5 por ciento, principalmente por mayores compras de amoníaco.

A continuación comentaré nuestros resultados financieros.

Las ventas totales se ubicaron en 314 mil 800 millones de pesos, es decir, un aumento de 19.2 por ciento, principalmente por mayores precios de crudo, a pesar de la disminución en el volumen del crudo exportado.

Las ventas en México aumentaron 1.3 por ciento como resultado de un incremento en las ventas de petrolíferos de 5.5 por ciento, ubicándose en 140 mil 200 millones de pesos, por mayores precios y volúmenes de gasolina, un aumento en las ventas de petroquímicos de 6.6 por ciento, situándose en 6 mil 200 millones de pesos por un mayor volumen de ventas y una disminución en las ventas de gas natural de 25.8 por ciento, ubicándose en 16 mil 72 millones de pesos por la reducción en el precio promedio, que pasó de 5.90 a 4 dólares por millón de BTU's.

Esto a pesar de que sí hubo un incremento de 9.1 por ciento en el volumen.

Por su parte, las ventas de exportaciones aumentaron 47.5 por ciento, situándose en 151 mil 137 millones de pesos, impulsadas por el incremento de 53.9 por ciento en los precios de crudo de exportación.

Los costos y gastos de operación disminuyeron 20.1 por ciento, totalizando 195 mil 900 millones de pesos, como resultado de un cambio favorable en la variación de inventarios de 27 mil 700 millones de pesos, por la variación de precios del Cuarto Trimestre de 2009 en relación con el periodo comparable en 2008.

Y una reducción de 13 mil 300 millones en la amortización de pozos, debido principalmente a la actualización del valor de las reservas de hidrocarburos utilizadas para el cálculo de este concepto.

El costo neto del periodo de beneficios empleados se ubicó en 33 mil 100 millones de pesos, es decir, un aumento de 15.6 por ciento.

En el Cuarto Trimestre de 2009 PEMEX registró una pérdida neta de 16 mil 600 millones de pesos, equivalentes a mil 300 millones de dólares; en comparación con la pérdida neta de 117 mil 700 millones de pesos en 2008.



La disminución de la pérdida neta se debe principalmente a mayores ventas de crudo de exportación por el incremento del precio promedio de la mezcla mexicana que, como decía, pasó de 45.7 a 70.4 dólares por barril o a un efecto favorable en la utilidad cambiaria por la apreciación del peso respecto al dólar de 3.2 por ciento en el Cuarto Trimestre de 2009, en relación con la depreciación de 23.3 por ciento del Cuarto Trimestre de 2008 y a un menor costo de ventas por el efecto favorable en la variación de inventarios por la variación de los precios.

Al 31 de diciembre de 2009 el Activo Fijo se incrementó 14.5 por ciento, totalizando 968 mil millones de pesos.

El Activo Circulante aumentó 9.3 por ciento, situándose en 398 mil millones de pesos. Este incremento obedece principalmente a la revaluación de inventarios, como he venido mencionando.

Al 31 de diciembre de 2009 el patrimonio de PEMEX fue negativo en 18 mil millones de pesos, en comparación con la cifra positiva de 27 millones de pesos de 2008. La variación se debe a las pérdidas netas registradas en 2009 y a la acumulada durante ejercicios anteriores.

Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyentes acuerdos financieros o eventos de suspensión de pagos que podrían originarse, como resultado de un patrimonio negativo.

Al 31 de diciembre de 2009 la deuda total, incluyendo intereses devengados, aumentó 7.7 por ciento, ubicándose en 631 mil 900 millones de pesos, lo que equivale a 48 mil 400 millones de dólares. El incremento obedece básicamente a un mayor endeudamiento, el cual fue parcialmente compensado por la presión del peso respecto al dólar de 3.5 por ciento, que impactó la deuda denominada en monedas distintas al peso.

La deuda neta total aumentó 6.6 por ciento, ubicándose en 503 mil 700 millones de pesos, equivalentes a 38 mil 700 millones de dólares.

Finalmente, me gustaría mencionar algunos acontecimientos adicionales de relevancia que ocurrieron en 2009 y a inicios de 2010.

El 29 de octubre el Director General de PEMEX nombró a Homero Niño de Rivera Vela, como Coordinador Ejecutivo de la Dirección General.



Por otro lado, el Presidente Calderón nombró a Miguel Tame Domínguez, como Director General de PEMEX Refinación y a Jordy Herrera Flores, como Director General de PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

Asimismo, el 25 de enero de 2010 el Consejo de Administración aprobó los nombramientos de Esteban Levín Balcells, como Director Corporativo de Administración; de Mauricio Abraham Galán Ramírez, como Director Corporativo de Tecnología de Información y Procesos de Negocios, y a su servidor como Director Corporativo de Finanzas.

En relación con la eliminación de Pidiregas, en 2009 se instrumentó la eliminación de los Pidiregas. En consecuencia, Petróleos Mexicanos asumió todas las obligaciones de pago derivados de financiamientos Pidiregas, incluyendo las del Fideicomiso F163 y del Master Trust.

Para el Fideicomiso F163 se lanzó una oferta pública de intercambio por títulos emitidos por Petróleos Mexicanos; para el Master Trust los tenedores de bonos acordaron que Petróleos Mexicanos asumiera las obligaciones del Master Trust, de conformidad con los términos y condiciones establecidos en la documentación de las emisiones.

Los términos y condiciones de los títulos emitidos por el Fideicomiso F163 y por el Master Trust no se modificaron.

En materia de emisiones recientes, durante el Cuarto Trimestre de 2009 Petróleos Mexicanos tuvo 594 millones de dólares, provenientes de líneas de crédito garantizadas por agencias de crédito a la exportación.

En lo que respecta a los mercados de capitales Petróleos Mexicanos no realizó operaciones durante el Cuarto Trimestre de 2009.

En 2010 ha realizado las siguientes transacciones:

El 28 de enero emitió bonos por mil millones de dólares con vencimiento en 2020 y cupón semestral de 6 por ciento.

El 4 de febrero emitió certificados bursátiles por aproximadamente 15 mil millones de pesos distribuidos en tres tramos: Aproximadamente 8 mil millones con vencimiento en 2015 y cupón de TIE 28 más 70 puntos base; 5 mil millones con vencimiento en 2020 y cupón semestral de 9.10 por ciento, y el tercer tramo de aproximadamente 2 mil millones de UDIS con vencimiento en 2020 y cupón semestral de 4.20 por ciento.



El 11 de febrero emitió bonos por 150 millones de francos suizos, con vencimiento en 2014 y cupón anual de 3.5 por ciento. Esta última misión es una reapertura.

Bien. Hemos terminado la exposición. A continuación paso el micrófono a la operadora para la sesión de preguntas y respuestas.

Adelante.

SESIÓN DE PREGUNTAS Y RESPUESTAS.

Moderadora: Damas y caballeros, para hacer preguntas marque asterisco uno en su teclado telefónico. Por favor, limitarse a una pregunta.

Si su pregunta hay sido contestada y desea retirar su pregunta, marque asterisco dos. Las preguntas serán contestadas en el orden en que fueron recibidas.

Marque asterisco uno para comenzar y, por favor, esperamos su primera pregunta.

Nuevamente asterisco uno para comenzar.

La primera pregunta viene de la línea de Araceli Espinosa, Coaching Capital.

Pregunta: Hola, buenos días. Mi pregunta era sobre proyectos estratégicos, pero ya dijeron que los van anunciar lo más pronto posible.

Pero sobre esos proyectos estratégicos obviamente serían los nuevos de producción, las nuevas metas de exploración y producción, y la idea es entender a PEMEX la evolución futura que va tener más que estar relacionado con los precios del petróleo, los precios del gas, con la estrategia que van a tener en ese tipo de exploraciones y la vinculación con nueva inversión a través de los contratos más flexibles que se dieron con la Reforma Energética.

Nada más quiero saber si parte de esos programas que van anunciar incluyen la estrategia futura de PEMEX.



Lic. Juan José Suárez Coppel: Sí, la ley obliga a PEMEX a presentar un Plan Estratégico. Ese Plan está a discusión con el Consejo; ese Plan incorporará las iniciativas que decía de crecimiento y eficiencia, que será presentado a nuestro Consejo a mediados de año y una vez que sea aprobado lo haremos público.

Nosotros tenemos ya, como ustedes saben, un Programa Operativo para este año. Esto no nada más reflejaría algún cambio o nuevas expectativas de producción, sino ante todo sería iniciativas que llevarían a aumentar la eficiencia y aumentar la capacidad tecnológica de la empresa y los demás puntos que he mencionado.

Gracias.

Pregunta: Gracias.

Moderador: La próxima pregunta viene de la línea de Germán García, Bank of Tokio.

Pregunta: Buenos días. Habla Gianmarco Torterolo, estoy usando el teléfono de mi jefe Germán García.

La pregunta es básicamente relacionada al tema de los taxes. Nosotros básicamente le hemos hecho seguimiento a la compañía por buen tiempo, pero el tema de taxes hace que la compañía no tenga los recursos suficientes como para financiar su Programa de Inversión.

¿Cuál es la posición de la compañía y del gobierno con relación a estos onerosos taxes, que no le dejan recursos a la compañía?

Lic. Juan José Suárez Coppel: Como ustedes saben, la parte de aguas arriba en todos los países del mundo tiene una carga fiscal muy relevante. Obviamente, dependiendo del recurso prospectivo en un cierto país llega a ser del orden de los 70's, 80's, etc.

Esta carga debe ser función otra vez de la rentabilidad del recurso. Como ustedes saben, la rentabilidad del recurso ha cambiado a lo largo del tiempo para PEMEX.

El régimen fiscal que tenemos ahora reflejaba las expectativas, primero, la situación de PEMEX en el 2005, pero por otro lado preveía que las condiciones geológicas, la rentabilidad de los proyectos sobre los cuales tenía que explorar y que tenía que desarrollar al empresa iban a ser cada vez más apretados, digamos.



Se han hecho cambios en el régimen fiscal. Como ustedes saben, salió una ampliación del régimen fiscal para producción en aguas profundas -cuando se dé-, y para producción en Chicontepec y en algunos campos.

Esperamos que en el corto plazo salga un nuevo cambio en la línea de Chicontepec, también para campos maduros o abandonados.

Aquí el punto es: El régimen fiscal, dado que depende las condiciones y de las características geológicas en un momento del tiempo, el régimen fiscal debemos pensar que es algo dinámico.

En particular algo que nosotros sentimos que hace falta revisar son los costos topes para deducción, los cost caps que estaban incluidos ya en ese régimen fiscal anterior.

Este es un proceso otra vez que debemos esperar que sea dinámica; es un proceso que no puede ser comparado con el régimen fiscal de una empresa normal, porque una empresa normal no tiene acceso a la renta petrolera que en nuestro país es propiedad de la nación y el régimen fiscal es el instrumento para capturar esta renta petrolera.

Sin embargo, sí sentimos que hay elementos importantes a revisar; que esperamos en el corto plazo, en particular este asunto de los límites de deducción de nuestros costos.

Gracias.

Moderador: Nuevamente, damas y caballeros, para hacer preguntas marque asterisco uno en su teclado telefónico y, por favor, esperamos su próxima pregunta.

Y la próxima pregunta viene de la línea de Katasum Konoda, Bank of Tokio. Adelante.

Pregunta: Sí. Buenos días. Hablo de Banco de Tokio.

Y nuestra pregunta es: Con respecto al capital contable negativo, ¿cuándo esperan salir del capital contable negativo? ¿Cuál sería su estrategia a seguir y si hay algún apoyo del gobierno extra?



Lic. Juan José Suárez Coppel: El capital negativo obviamente va ser afectado por nuestros resultados este año. Esa es la razón por la cual nos estamos enfocando en estas nuevas iniciativas.

Como decía antes, business and usual, nos sentimos que nos vaya llevar a donde necesita ir PEMEX para cumplir con su responsabilidad y con el mandato que se le dio y con el papel que debe tener en nuestro país.

Por un lado, en el pasado ha habido aportaciones del Gobierno Federal, a través de los diferentes fondos de excedentes petroleros.

Por otro lado, esperamos que los bonos ciudadanos tengan características tales que cuenten como capital.

Pero más que otra cosa lo que esperamos es poder dar la vuelta, poder ir cambiando nuestra trayectoria de resultados, de tal manera que podamos ir recapitalizándonos con las utilidades futuras.

Gracias.

Moderador: La próxima pregunta viene de la línea de Araceli Espinosa, Coaching Capital.

Pregunta: Sí, perdón, otra vez tengo dos preguntas. Me pueden explicar cuál fue el movimiento en los inventarios que permitió que se redujera el costo de ventas o cuál fue el efecto positivo, ¿cómo se dio con este movimiento de inventarios para este trimestre y cuál sería el efecto que esperaríamos para los próximos trimestres, derivados de este cambio en los inventarios?

Y la otra pregunta: Si tiene alguna fecha estimada de la emisión de los Bonos Ciudadanos.

Gracias.

Lic. Carlos Treviño: Básicamente, Araceli, soy Carlos Treviño; básicamente a la valuación de la mercancía en tránsito y a la mercancía de producto terminado que tenemos en almacén, está en inventarios de productos terminados, básicamente el tema relacionado con las gasolinas y tiene que ver con la relación de los precios comparados de manera relativa con el último trimestre 2008 y el último trimestre 2009.



Lic. Juan José Suárez Coppel: En cuanto a los Bonos Ciudadanos, sentimos que en términos de las obligaciones legales estaríamos listos para poderlos emitir a mediados de este año, en el segundo trimestre.

Sin embargo, sentimos que por razones de valuación de estos bonos, sentimos que es importante tener un track record de las iniciativas de las que estoy hablando.

Por lo tanto, esperaríamos poderlo emitir hacia la primera mitad del año que entra.

Gracias.

Moderadora: En este momento no hay más preguntas. Le voy ceder la palabra a Juan José Suárez, para comentarios finales.

Adelante.

Lic. Juan José Suárez Coppel: Nada más darles las gracias.

Dentro de un trimestre tendremos otra vez nuestro Conference Call.

Yo no los voy acompañar necesariamente en todos estos Conferences Call, en todas estas Conferencias Telefónicas.

Sin embargo, estarán con ustedes Carlos y el resto del equipo.

Como ustedes saben, el 18 de marzo, como es tradición, haremos público nuestros números de reservas, las reservas certificadas al cierre del año 2009.

Esperamos que nos acompañen en una Conferencia Telefónica el viernes 19, para discutir estas reservas.

Estará básicamente explicando Carlos Morales y el resto del equipo.

Muchas gracias.

Moderadora: Gracias por su participación en la Conferencia de hoy.

Esto concluye nuestra presentación hoy y pueden ahora desconectar.

Que tengan un buen día.



- 000 -