

26 de Abril de 2013.

Versión Estenográfica de la Conferencia Telefónica del Reporte de Resultados de PEMEX al Primer Trimestre de 2013.

Presentador: Gracias por esperar. Su llamada Resultados de PEMEX al 31 de marzo de 2013 comenzará en unos momentos. Gracias por su paciencia.

Otra vez gracias por esperar. Su llamada Resultados de PEMEX al 31 de marzo de 2013 iniciará en unos momentos. Gracias por su paciencia.

Gracias por esperar. Los Resultados de PEMEX al 31 de marzo de 2013 comenzará en unos momentos. Gracias por su paciencia.

Una vez más gracias por esperar. Su llamada Resultados de PEMEX al 31 de marzo de 2013 comenzará en unos momentos. Gracias por su paciencia.

Buenos días. Bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 31 de marzo de 2013.

Quedarán el Director Operativo de Finanzas, Mario Beauregard Álvarez; el Director de PEMEX Exploración y Producción, Carlos Morales Gil; y el Director Operativo 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, en la sección información financiera dentro del apartado de relación con el inversionista.

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

Tengo ahora el placer de dejarlos con Rolando Galindo, Gerente de Relación con Inversionistas. Puede usted dar inicio a la conferencia.

Lic. Rolando 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 pudieran causar resultados que provocarían diferencias sustanciales respecto a cualquiera de las proyecciones a futuro aquí contenidas.

Asimismo, les pedimos que revisen las otras precautorias al final del reporte de resultados publicados 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 comparan en comparación con el mismo trimestre del año anterior. En el mismo sentido, las variaciones acumuladas se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior, a menos de que se especifique lo contrario.

Ahora los dejo con Mario Beauregard, Director Corporativo de Finanzas.

Lic. Mario Beauregard Álvarez: Muchas gracias.

En esta llamada en conferencia hablaremos de los resultados operativos y financieros del primer trimestre de 2013.

Durante dicho trimestre los ingresos totales ascendieron a 396 mil millones de pesos. La producción de hidrocarburos promedio 3 millones 709 mil barriles diarios de petróleo crudo equivalente.

La producción de crudo promedió 2 millones 544 mil barriles diarios. Los impuestos causados durante el periodo alcanzaron 224 mil millones de pesos.

Durante el trimestre el EBITDA fue de 269 mil millones de pesos.

Tenemos también muy buenos resultados en nuestras cifras de reservas de hidrocarburos, de las cuales el ingeniero Carlos Morales abundará en unos minutos más.

En relación al entorno, durante el primer trimestre de 2013 los precios internacionales del crudo presentaron fluctuaciones derivadas principalmente del entorno económico global que en términos generales continúa manifestando las adversidades de la crisis económica y financiera en Europa, así como expectativas de menor crecimiento económico mundial.

Adicionalmente, en el mercado norteamericano se ha observado una acumulación significativa de inventarios.

Por otra parte, el riesgo geopolítico en las regiones de África del Norte y Medio Oriente, así como los estímulos económicos implementados por diversos bancos centrales alrededor del mundo continuaron dando soporte a los precios del crudo.

Durante el primer trimestre del 2013 la mezcla mexicana de exportación promedió 104.7 dólares por barril, en tanto que en el primer trimestre de 2012 el promedio fue de 111.4 dólares por barril.

En cuanto a gas natural, el precio de referencia Henry Hub promedió durante el primer trimestre del año 3.49 dólares por millón de BTU en comparación a 2.46 dólares durante el primer trimestre de 2012.

El incremento en los precios se atribuye a menor acumulación de inventarios en el mercado norteamericano, así como a la presencia de temperaturas frías en Estados Unidos y Canadá.

La recuperación que se ha observado en los precios del gas se explica también por ajustes graduales en las actividades de explotación de gas de Norteamérica.

Con relación a la gasolina, ésta en la costa norte del Golfo de México los precios fueron inferiores a los observados durante el primer trimestre de 2012 en aproximadamente 4.6 por ciento, debido principalmente a los movimientos en los precios del crudo y a la acumulación de inventarios en los Estados Unidos.

Finalmente, al 31 de marzo de 2013 el tipo de cambio registró una apreciación de casi 4 por ciento respecto a la misma fecha del año anterior.

Lo anterior se debió en términos generales al flujo de inversiones internacionales hacia instrumentos locales debido a perspectivas positivas en el mercado mexicano.

Como lo hemos señalado anteriormente, las fluctuaciones en el tipo de cambio tienen un impacto considerable en nuestros estados financieros. Más adelante trataremos estos puntos.

Ahora, cedo la palabra al ingeniero Carlos Morales Gil, Director General de PEMEX Exploración y Producción, para que nos hable de los aspectos más importantes de exploración y producción durante el trimestre.

Ing. Carlos Morales Gil: Muchas gracias, Mario. Muy buenos días a todos.

Durante el primer trimestre de 2013 la producción total de petróleo crudo alcanzó 2.544 millones de barriles por día, 4 mil barriles por día superior al promedio del primer trimestre de 2012. El incremento se debió a una mayor producción de crudo ligero derivada principalmente de los campos Kuil del Activo Abkatún-Pol Chuc de la Región Marina Suroeste y gasífero del Activo Veracruz en la Región Norte.

Cabe mencionar que ambos campos iniciaron su producción durante el segundo semestre de 2012 y durante el primer trimestre de 2013 aportaron en conjunto un promedio de 36 mil barriles por día.

Lo anterior no obstante los siguientes eventos: La expulsión de los trabajos programados a mantenimiento en el Centro de Producción Crudo Pesado Ku-S del Activo Ku-Maloob-Zaap, menor producción de crudo súper ligero debido al incremento de flujo fraccional de agua en pozos del proyecto Delta del Grijalva y al incremento del flujo fraccional de agua en pozos, así como a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell de la Región Marina Noreste.

En lo que respecta a la producción de gas natural, en el primer trimestre de 2013 la producción total de gas natural fue mayor en 27 millones de pies cúbicos por día, debido principalmente a un aumento en la producción de gas asociado en los Activos Abkatún-Pol Chuc, Litoral de Tabasco en la Región Marina Suroeste; Bellota-

Jujo de la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte.

Este incremento en la producción de gas asociado se vio afectado parcialmente por una reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en el Activo Veracruz de la Región Norte y a la declinación natural de los campos en el Activo Macuspana-Muspac de la Región Sur.

El envío de gas a la atmósfera se contrajo 38 por ciento, debido a diversas acciones que hemos emprendido para incrementar el aprovechamiento de gas, principalmente en las regiones marinas, así como para administrar de manera eficiente la explotación de hidrocarburos en la zona de transición del Activo Cantarell.

Derivado de estas acciones, el aprovechamiento de gas natural durante el primer trimestre de 2013 ascendió a 98.6 por ciento.

En términos de infraestructura, quisiera subrayar que PEMEX continúa ampliando el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor.

Durante el primer trimestre del año el promedio de número de pozos en operación ascendió a 9 mil 983, 909 pozos más que el promedio del primer trimestre de 2012.

El número de equipos en operación disminuyó en 37 equipos debido principalmente a la menor actividad programada en los Activos Burgos y Aceite Terciario del Golfo en la Región Norte y en el Activo Cinco Presidentes de la Región Sur. La terminación de pozos disminuyó como consecuencia de lo anterior, 3.4 por ciento.

En lo que respecta a exploración, la adquisición de información sísmica bidimensional ascendió a 550 kilómetros cuadrados, destacando la operación de información bidimensional en el Proyecto Burgos, orientada principalmente a la identificación de recursos en lutitas, así como en las Cuencas del Sureste, donde se continúa confirmando el potencial productivo de dicha región.

Por otro lado, la información sísmica tridimensional se ubicó en 5 mil 114 kilómetros cuadrados, destacando la obtención de

información en aguas profundas del Golfo de México en las zonas de la Región de Producción Marina Suroeste.

Durante el primer trimestre de 2013 el pozo Chucla I en el Activo Burgos comprobó la existencia de hidrocarburos en la formación geológica cretácico superior Eagle Ford.

Con la perforación del pozo Chucla I, PEMEX continúa evaluando el potencial de los recursos en lutitas en México.

Cabe mencionar que durante el primer trimestre de 2013, PEMEX obtuvo la primera producción de crudo de lutitas shale oil de 400 barriles por día de 38 grados API del pozo Anhérido número uno, ubicado en la formación jurásico superior Pimienta.

Quisiera aprovechar esta oportunidad para comentarles los importantes logros de Petróleos Mexicanos en lo que respecta a reservas de hidrocarburos.

Al 1º de enero de 2013 las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13 mil 868 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; de éstas, 73 por ciento corresponden a crudo, 10 por ciento a condensados y líquidos de planta y 17 por ciento a gas seco equivalente.

Del total de reservas probadas, 9 mil 319 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, o sea, un 67 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 71 por ciento de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Ixtal, May, Tsimin, Jujo-Tecominoacán, Costero, Caparoso, Pijije, Escuintle y Sen.

Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, ascienden a 4 mil 549 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 33 por ciento de las reservas probadas.

El 51 por ciento de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap, Antonio J. Bermúdez y en los campos Ayatsil, Kayab, Pit, Tsimin, Xux y Jujo-Tecominoacán.

Las reservas probables alcanzan 12 mil 306 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 26 mil 174 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El 46 por ciento de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo Chicontepec; asimismo, la posición marina concentra el 43 por ciento de estas reservas, donde destacan los campos Akal, Balam, Ayatsil, Maloob, Ku y Tsimin.

Las reservas posibles alcanzaron 18 mil 356 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 44 mil 530 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El 56 por ciento de estas reservas se localizan en Chicontepec, mientras que el 34 por ciento se concentran en las regiones marinas.

Perdón, al revés: El 56 por ciento de estas reservas se localizan en las regiones marinas y el 34 por ciento en Chicontepec.

Las reservas 3P están conformadas del 69 por ciento de crudo, 10 por ciento de condensados y líquidos de planta y 21 por ciento de gas seco equivalente a limpio.

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes a 69 por ciento, se localizan en campos marinos; el restante 31 por ciento se ubica en campos terrestres.

Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 58 por ciento se ubica en campos terrestres y 42 por ciento en campos marinos.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 52 por ciento es de campos marinos y el 48 por ciento de campos terrestres, mientras que 66 por ciento de las reservas 3P de gas natural se ubican en áreas terrestres y 34 por ciento en la porción marina.

La relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente, la cual se define como el cociente que resulta de dividir la reserva permanente al 1º de enero de 2013 entre la producción de 2012, es de 32.9 años para la reserva 3P; 19.3 años para la reserva 2P; y 10.2 años para la reserva probada.

La relación reserva-producción 3P aumentó 2 por ciento con respecto al año anterior; las relaciones reserva-producción 1P y 2P se lograron mantener en los mismos niveles con respecto al año previo.

La tasa de declinación promedio de las reservas 3P en el periodo 2012-2011 fue de 2 por ciento. Desde el 1º de enero de 2012 esta tendencia cambió debido a los resultados de incorporación de reservas por actividad exploratoria, así como a los incrementos de reserva de los campos que se encuentran en desarrollo, por lo que al 1º de enero de 2013 las reservas totales del país por segundo año consecutivo se incrementan nuevamente, pasando de 43 mil 837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1º de enero de 2012 a 44 mil 530 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, logrando un incremento neto de 693 millones en estas unidades.

La incorporación de reservas atribuibles a los campos ubicados en aguas profundas apoyó en forma decisiva al incremento de las reservas totales del país.

La variación en la reserva probada es de un comportamiento estable, con crecimientos atribuibles a los descubrimientos realizados y a los desarrollos en campos ya existentes.

La declinación de la reserva probada se ha reducido en 2 por ciento en el periodo 2008-2009 y 1.4 por ciento en el periodo de 2009-2010, al cero por ciento en el periodo 2010-2011 y, finalmente, en el periodo 2011-2012 la reserva probada se ha incrementado en un 0.4 por ciento con respecto al periodo anterior.

La variación total de la reserva probada, generada por descubrimientos, desarrollos y revisiones, divididos entre la producción del periodo, da como resultado la tasa de restitución integrada de reservas probadas.

Bajo este concepto, la tasa de restitución integrada para la reserva probada al 1º de enero de 2013 fue de 104.3 por ciento, que es la mayor tasa desde la adopción de los lineamientos de la Security and Exchange Commission.

Como ya se mencionó, el alcanzar la tasa de restitución de reservas probadas con un valor superior al 100 por ciento permite compensar cada barril producido en esta categoría de reserva. Adicionalmente, es importante señalar nuevamente que por segundo año consecutivo PEMEX cumplió con su meta de alcanzar una tasa de restitución de reservas probadas del 100 por ciento plasmado en su plan de negocios.

Con esto concluimos la sección de exploración y producción y cedo la palabra al ingeniero Carlos Murrieta, Director Corporativo de Operaciones.

Ing. Carlos Murrieta Cummings: Muchas gracias, Carlos. Buenos días a todos y gracias por participar en esta llamada.

En cuanto al proceso de crudo quisiera destacar que en el primer trimestre del 2013, en comparación con el primer trimestre del 2012 el proceso total de petróleo crudo aumentó 44 mil barriles-día, lo que es el 3.6 por ciento, debido principalmente por mayor proceso de crudo en la Refinería de Minatitlán, por la normalización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 2.7 puntos porcentuales, pasando de 71.2 a 73.9.

En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 2.2 por ciento, 30 mil barriles-día, observándose incrementos en la producción de gasolina, turbosina y combustóleo, entre otros.

Finalmente, el margen variable de refinación incrementó 3.98 dólares por barril, con lo que se alcanzó un margen de 1.24 dólares por barril, derivado en gran parte por condiciones favorables de mercado y la especialización de las plantas de Minatitlán.

En lo que toca al proceso de gas, en el primer trimestre de 2013 el proceso de gas disminuyó 1.4 por ciento respecto al primer trimestre de 2012, como resultado de menor disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente de las regiones marina o parcialmente

compensado por mayor oferta de gas húmedo dulce de la Región Norte.

El proceso de condensados disminuyó 9 mil barriles día por menor oferta de condensados amargos y dulces provenientes de las regiones Marina y Región Norte.

Finalmente, la producción de gas seco aumentó 27 millones de pies cúbicos día, debido a la inyección a ductos de gas dulce de planta y de gas terciario, en tanto que la producción de líquidos de gas disminuyó 13 mil barriles día.

Aquí quisiera hacer resaltar en cogeneración, en donde el 19 de abril dio inicio la operación comercial de la planta de cogeneración eléctrica del Centro Procesador de Gas Nuevo PEMEX. La planta permite producir energía mediante la transformación de agua a vapor y de gas natural en energía eléctrica y se estima un ahorro superior a los 150 millones de dólares por año.

Respecto a la elaboración de petroquímicos, la elaboración de petroquímicos descendió 7.1 por ciento. En este sentido la cadena de derivados del metano registró una disminución de 1.8 por ciento, principalmente por menor demanda de fertilizantes.

La producción en la cadena de derivados de etano disminuyó 13.8, debido a trabajos de mantenimiento.

La cadena de propileno y derivados se redujo 30.2 por ciento, debido a la salida de operación de la planta de acrilonitrilo por disponibilidad limitada de propileno en factores económicos.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la cadena de aromáticos y debido a la normalización de operaciones de la planta de producción de aromáticos y al inicio de las pruebas de desempeño de la planta FCC, incrementos en la producción de otros petroquímicos, incluyendo gasolinas amorgas y de gas etano, más la entrada en operación de la cadena de aromáticos y derivados.

Con este breve resumen, concluyo la sección de procesos industriales y le doy la palabra a Mario Beauregard, Director Corporativo de Finanzas.

Lic. Mario Beauregard Álvarez: Muchas gracias, Carlos.

En cuanto a los aspectos financieros del primer trimestre del 2013, quisiera comentarles los más relevantes.

En primer lugar, las ventas totales alcanzaron 396 mil millones de pesos.

En el trimestre el rendimiento bruto, es decir, las ventas totales ajustadas por su costo de venta, se ubicó en 192 mil millones de pesos.

El rendimiento de operación ajustado por los gastos generales y principalmente el IEPS negativo alcanzó 201 mil millones de pesos.

Si al rendimiento de operación le restamos el resultado integral de financiamiento y la participación en compañías subsidiarias no consolidadas, obtenemos el rendimiento antes de impuestos y derechos que se ubica en 220 mil millones de pesos.

La contribución tributaria, por su parte, ascendió a 224 mil millones de pesos. Como consecuencia, durante el primer trimestre de 2013 PEMEX registró una pérdida neta de 4.4 miles de millones de pesos.

Es importante resaltar que durante el primer trimestre PEMEX continúa con una muy fuerte generación de EBITDA, el cual ascendió a 269 mil millones de pesos.

Con relación a las ventas totales, éstas disminuyeron en 3.7 por ciento, principalmente como resultado de una disminución de 2.5 por ciento en el volumen de crudo exportado a consecuencia de una mayor demanda interna, una disminución de 6 por ciento en el precio de la mezcla mexicana de exportación.

También tuvo un efecto la apreciación del peso frente al dólar de los Estados Unidos durante el trimestre, así como la caída de 3.6 por ciento en el precio de la gasolina regular en la costa norteamericana del Golfo de México.

Menores precios de ciertos productos para venta en México también tuvieron impacto en las ventas totales. Por ejemplo, el combustóleo

bajó 10.2 por ciento; el propileno, 4.5 por ciento; la turbosina lo hizo en 4.6 por ciento y los asfaltos en 4.1 por ciento.

Hubo también menores volúmenes de venta en algunos productos. La gasolina magna, 8.4 por ciento; diesel, 2.6 por ciento; diesel marino, 17.8 por ciento; combustóleo, 9.6 por ciento; propileno, 28.5 por ciento y asfaltos, 39.3 por ciento.

Lo anterior fue parcialmente compensado con mayores precios de productos para venta en México de algunos productos, como la gasolina magna en un 12 por ciento, la Premium en 8.9 por ciento, el diesel en 11.7 por ciento y el diesel industrial en 11.7 por ciento.

Y finalmente, se registraron algunos volúmenes mayores de venta. En gasolina Premium, por ejemplo, 49.8 por ciento y en diesel industrial, 26.2 por ciento.

Durante el primer trimestre de 2013 los costos y gastos generales se incrementaron en 9.5 por ciento en comparación con el mismo trimestre el año anterior, como resultado de mayores costos de producción internos por incrementos en los volúmenes de productos de venta en México y un incremento en el costo neto de beneficios a empleados como resultado de modificaciones en las hipótesis actuariales, específicamente en la tasa de descuento.

Este tema tuvo un impacto muy importante en nuestros estados financieros y abundaremos en él un poco más adelante.

Durante el primer trimestre de 2013 el resultado integral de financiamiento fue de 18.5 miles de millones de pesos, principalmente como resultado de la apreciación del peso frente al dólar de los Estados Unidos.

En el primer trimestre de 2013 los impuestos y derechos disminuyeron 9.1 por ciento o 22.4 miles de millones de pesos como resultado de la caída en el precio de la mezcla mexicana de exportación.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución de 25.7 por ciento o 20.9 miles de millones de pesos en ingresos derivados de la tasa negativa del IEPS.

Durante el trimestre se registró una pérdida neta por 4.4 miles de millones de pesos, como resultado de menores ingresos por ventas, mayores costos y gastos, menor ingreso por la tasa negativa del IEPS y un menor resultado integral de financiamiento.

Lo anterior fue parcialmente compensado por menores impuestos y derechos.

En cuanto al flujo de efectivo consolidado, al 1º de enero de 2013 el saldo de caja alcanzó 119 mil millones de pesos, al 31 de marzo de 2013 el nivel de flujo de efectivo se realizaron las siguientes operaciones:

Se generaron recursos de operación equivalentes a 64 mil millones de pesos.

Se captaron 87 mil millones de pesos a través de actividades de financiamiento, que incluyen la utilización de líneas revolventes de PMI. Lo anterior resultó en un flujo disponible por 271 mil millones de pesos.

Por otro lado, se realizaron pagos de deuda por 86 mil millones de pesos que incluyen amortizaciones de líneas revolventes.

Asimismo, se llevaron a cabo pagos de intereses por 9 mil millones de pesos. Durante el año se realizaron inversiones por 48 mil millones de pesos, se pagaron 16 mil millones de pesos en impuestos y derechos.

Al 31 de marzo, finalmente el saldo de caja fue de 111 mil millones de pesos.

En cuanto a la deuda de PEMEX, ésta registró una disminución; la deuda total registró una disminución de 4.4 por ciento, principalmente como resultado de la apreciación del peso frente al dólar en 5 por ciento, registrada del 31 de diciembre de 2012 al 31 de marzo de 2013.

Por otra parte, a la deuda total al 31 de marzo de 2013, si se le resta el efectivo y equivalentes para obtener la deuda neta, ésta asciende a 641.5 miles de millones de pesos, 4 por ciento menor a la deuda neta registrada al 31 de diciembre de 2012.

Con respecto a las actividades de financiamiento, en lo que va del ejercicio se han realizado las siguientes operaciones:

El 30 de enero de 2013 PEMEX emitió un bono por 2.1 miles de millones de dólares a un plazo de 10 años, con vencimiento en 2023 y una tasa de 3.5 por ciento. Cien millones de dólares fueron colocados en el mercado asiático.

El 22 de marzo PEMEX realizó una emisión de certificados bursátiles por un monto de 2.5 miles de millones de pesos, que es una reapertura de la emisión con vencimiento en 2017 y tasa de TIIE a 28 días, TIIE 28 más 18 puntos porcentuales.

En cuanto al pasivo laboral, al 31 de diciembre de 2012, la reserva de beneficios a empleados presentó un saldo de 1.3 billones de pesos, lo cual representa un incremento de 49 por ciento con respecto al saldo registrado al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior es resultado de un cambio en la tasa que se utiliza como referencia para la determinación de la tasa de descuento, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Estas Normas indican que en mercados con las características como el mexicano, la tasa de referencia deberá de ser la gubernamental libre de riesgo, en lugar de tasas corporativas de alta calidad.

En PEMEX estamos conscientes de la necesidad de modernizar el sistema de pensiones. Y en este sentido, la Administración y su Sindicato sostendrán pláticas para impulsar un esquema pensionario que, respetando los derechos de los trabajadores, sea financieramente viable para la empresa.

Con esto damos por terminada la sección financiera y simple y sencillamente me gustaría recalcar los principales aspectos al 31 de marzo de 2013.

Los ingresos totales ascendieron a 396 mil millones de pesos, la producción de hidrocarburos promedió 3 millones 709 mil barriles diarios de petróleo crudo equivalente, la producción de crudo promedió 2 millones 544 mil barriles diarios, los impuestos causados durante el periodo alcanzaron 224 mil millones de pesos y

durante el primer trimestre el EBITDA fue de 269 mil millones de pesos.

Ahora abrimos la línea para preguntas y respuestas.

Muchas gracias por su atención.

Presentador: Gracias.

Ahora procederemos con la sesión de preguntas y respuestas.

Si desea ponerse en la fila para hacer una pregunta, por favor oprima en su teléfono el asterisco seguido del número uno.

Si se ha dado respuesta a su pregunta o desea salir de la fila, por favor, oprima la tecla con el signo de número.

Si está usando un teléfono de altavoz, tendrá que levantar la bocina de mano antes de oprimir los botones.

Una vez más, si tiene alguna pregunta, oprima asterisco y luego el uno en su teléfono.

Un momento, por favor.

Consuelo Barona, es la que está en la línea con la pregunta.

Pregunta: Hola, buenos días. Gracias por el call.

Tengo una pregunta con respecto al pasivo laboral. ¿Cuál es el efecto de corto y el largo plazo que podría tener este cambio en la evaluación del pasivo laboral? ¿Eso significa que los desembolsos anuales serían mayores también?

Muchas gracias.

Lic. Mario Beauregard: Muchas gracias, Consuelo.

Lo que vamos a hacer es entrar en pláticas con el Sindicato para modificar el régimen de pensiones de PEMEX a un régimen compatible con las AFORES, como lo han hecho otras instituciones del Gobierno mexicano.

Esto implica que vamos a respetar en todo momento los derechos de las personas ya jubiladas, quienes ya tienen una pensión, aquellos que sean actualmente trabajadores de PEMEX se les dará una opción para poder quedarse como están o poder migrar hacia un nuevo esquema de pensiones basado en cuentas individuales y los nuevos trabajadores a partir de cierto momento ya entrarán a trabajar a PEMEX bajo un nuevo régimen de pensiones.

Ésa va a ser nuestra propuesta que le vamos a hacer al Sindicato.

En cuanto a sus efectos en las cuentas de PEMEX, todos aquellos que ya tienen una pensión siguen recibiendo exactamente los mismos recursos y todo dependerá de la cantidad de trabajadores actuales que puedan migrar al nuevo esquema de pensiones y con el tiempo las obligaciones pensionarias de la empresa irán disminuyendo paulatinamente.

Presentador: Una vez más, si tiene alguna pregunta oprima asterisco y luego el uno en su teléfono.

Una vez más, si tiene alguna pregunta oprima asterisco seguido del número uno en su teléfono de tonos.

En este momento no tenemos a nadie más con preguntas.

Le regreso la palabra a Mario para sus últimos comentarios.

Lic. Mario Beauregard: Simplemente agradecerles su atención, estamos a sus órdenes en nuestra oficina de Relación con Inversionistas, para cualquier duda adicional que puedan tener.

Muchas gracias.

Presentador: Gracias, damas y caballeros. Así concluye la sesión de hoy, gracias por participar. Todos pueden desconectarse.

-----o0o-----