

México, D.F., 25 de Octubre de 2013.

Versión estenográfica de la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 30 de septiembre.

Presentadora: Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 30 de septiembre de 2013, que darán el Subdirector de Tesorería, Rodolfo Campos Villegas; el Subdirector de Planeación y Evaluación, Gustavo Hernández García, y el Subdirector de Planeación Operativa y Estrategia, Carlos de Régules.

Les recordamos que esta conferencia cuenta en un parte de 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 sesión de 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 por teléfono y vía webcam.

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

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 notas precautorias al final del reporte de resultados publicado en la sección de relación con inversionistas en 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 y, 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 Rodolfo Campos, Subdirector de Tesorería.

Rodolfo Campos: Muchas gracias, Rolando.

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

Durante dicho trimestre los ingresos totales ascendieron a 409 mil millones de pesos, el costo de ventas disminuyó 0.8 por ciento; la producción de hidrocarburos promedió 3.6 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente; la producción de crudo promedió 2.5 millones de barriles diarios; los impuestos y derechos causados durante el periodo se ubicaron en 226 mil millones de pesos; durante el trimestre el EBITDA fue de 261 mil millones de pesos.

Durante el tercer trimestre de 2013 los precios promedio de referencia internacional del crudo presentaron un incremento del 0.2 por ciento respecto a los precios del mismo trimestre de 2012, derivado principalmente del riesgo geopolítico en algunos países de África del Norte y Medio Oriente, en particular a reducciones en la producción de crudo en Libia y al escalamiento de enfrentamientos en Siria, así como a la temporada de trabajos de mantenimiento en el Mar del Norte y a la disminución de inventarios en el mercado norteamericano.

No obstante, hacia finales de septiembre de 2013 se observó un descenso en los precios de crudo, producto de la moderación del riesgo geopolítico en África del Norte y Medio Oriente, la recuperación gradual de inventarios en Estados Unidos y a la incertidumbre por el aplazamiento de las negociaciones presupuestales en el Congreso de dicho país.

Durante el tercer trimestre de 2013 la mezcla mexicana de exportación promedió 101 dólares con 22 centavos por barril, en tanto que en el

tercer trimestre de 2012 el promedio fue de 99 dólares con 43 centavos por barril.

En lo que toca a gas natural, el precio de referencia Henry Hub promedió durante el tercer trimestre de 2013, cuatro dólares con dos centavos por millón de BTU's, en comparación con a dos dólares con 27 centavos por millón de BTU's durante el tercer trimestre de 2012.

La recuperación en los precios se atribuye parcialmente a la normalización de las temperaturas en Estados Unidos y Canadá durante el año y a ajustes graduales en actividades de explotación de gas en Estados Unidos.

No obstante, hacia finales del tercer trimestre los precios del gas natural se han presionado a la baja por la acumulación de inventarios y expectativas de un invierno templado.

Durante el tercer trimestre de 2013 los precios en la gasolina en la costa norteamericana del Golfo de México fueron 2.4 por ciento inferiores a los observados durante el periodo comparable de 2012, debido principalmente a la recuperación de inventarios y a mayor utilización de la capacidad instalada por un incremento en el abasto de insumos en el mercado de Estados Unidos.

Finalmente, en los primeros nueve meses de 2013 el peso se depreció respecto al dólar en 0.01 por ciento, mientras que en el tercer trimestre de este año el peso se apreció 0.09 por ciento en comparación con una apreciación del 5.87 por ciento en el mismo periodo de 2012.

En gran medida las fluctuaciones en el tipo de cambio fueron motivadas por las expectativas de modificación de los estímulos monetarios implementados por la Reserva Federal de Estados Unidos y, como ya lo habíamos mencionado anteriormente, a riesgos geopolíticos en ciertos países de África del Norte y Medio Oriente, así como por la incertidumbre que resultó del aplazamiento de las negociaciones presupuestales en el Congreso de Estados Unidos.

Las fluctuaciones en el tipo de cambio tienen un impacto considerable en nuestros estados financieros. Más adelante trataremos con detalle estos conceptos.

Ahora cedo la palabra a Gustavo Hernández, Subdirector de Planeación y Evaluación, para que nos hable de los aspectos más importantes de exploración y producción durante el trimestre.

Gustavo Hernández: Gracias, Rodolfo. Buenos días y gracias por acompañarnos.

Durante el tercer trimestre de 2013 la producción total de petróleo crudo promedió 2 millones 506 mil barriles diarios, 1.6 por ciento inferior al volumen del mismo trimestre de 2012.

Lo anterior se atribuyó a una disminución del 2.1 por ciento en la producción de crudo pesado, debido esencialmente al mantenimiento anual de los equipos de proceso de aceite y gas en el barco de proceso *FPC Youn Kab Nab*, así como por la declinación natural y el incremento de flujo fraccional de agua en pozos del Activo Cantarell.

También a una disminución del 9.3 por ciento en la producción de crudo superligero como consecuencia del incremento del flujo fraccional de agua en la producción de los campos del Proyecto Delta del Grijalva, así como a la declinación natural de campos en el Proyecto Crudo Ligero Marino.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en la producción de crudo ligero de 2.5 por ciento, resultado principalmente del aumento de la producción en los campos Kuil, Onel y Chuhuk del Activo Abkatún-Pol Chuc; *Kaan Be'xa* del Activo Cantarell y el campo gasífero del Activo Veracruz.

Quisiera destacar que a finales del mes de septiembre, la producción de petróleo crudo alcanzó un promedio diario superior a los 2 millones 540 mil barriles; lo anterior, debido, entre otras acciones, al éxito en el desarrollo de campos de la Región Marina Suroeste, sobresaliendo los campos Kuil, Tsimin, Onel y Chuhuk, con una producción de 114 mil barriles por día en conjunto.

La producción total de gas natural aumentó 0.2 por ciento, derivado de un incremento de 4 por ciento en la producción de gas asociado, como

consecuencia de mayor producción en los Activos Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol Chuc y Bellota-Jujo.

Por otra parte, la producción de gas no asociado disminuyó 7.5 por ciento, principalmente por una reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en el Activo Veracruz y a la declinación natural de la producción en campos del Activo Macuspana-Muspac.

El envío de gas a la atmósfera representó 2.1 por ciento de la producción total, con lo que el aprovechamiento de gas natural ascendió a 97.9 por ciento.

Aquí quisiera recalcar que, de acuerdo a las disposiciones técnicas para evitar o reducir el venteo de gas emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el nivel máximo autorizado de venteo de gas permitido por esta Comisión es de 214.8 millones de pies cúbicos diarios.

Durante el periodo de enero-septiembre del 2013, el volumen promedio de gas enviado a la atmósfera ascendió a 105 millones de pies cúbicos por día, por lo que PEMEX ha cumplido por un amplio margen con las disposiciones establecidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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

En este sentido, el 30 de septiembre del 2013 los pozos operando en el Activo Aceite Terciario del Golfo o ATG o Chicontepec, ascendieron a 2 mil 454; de este total, 37 pozos son no convencionales u horizontales, 29 han sido incorporados en el transcurso del 2013 y ocho en los años 2011 y 2012.

Por otra parte, durante el tercer trimestre del 2013 la producción de crudo en ATG promedió 63 mil barriles por día, de los cuales aproximadamente 11 mil provienen de dichos pozos horizontales; esto es, 37 pozos horizontales del activo equivalentes al 1.5 por ciento de los pozos operando aportaron el 17.5 por ciento de la producción del

activo. Esto va en línea con los esfuerzos de PEMEX de innovar e implementar mejores estrategias de desarrollo que den mayor valor agregado.

Durante el tercer trimestre del año el promedio de pozos en operación ascendió a 9 mil 831, lo cual representó un aumento de 179 pozos comparado con el tercer trimestre de 2012.

El total de pozos terminados disminuyó 45 por ciento debido a menor actividad programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira.

Asimismo, se terminaron nueve pozos exploratorios, dos pozos menos a lo realizado en el mismo trimestre del 2012, debido a una menor actividad programada en el Activo Burgos.

La adquisición de información sísmica bidimensional fue de 864 kilómetros, destacando la obtención de información bidimensional a la localización de recursos en lutitas en el noreste del país, así como a la obtención de mayor información en las cuencas del sureste.

La información sísmica tridimensional se ubicó en 2 mil 595 kilómetros cuadrados, destacando la obtención de información tridimensional en la cuenca de Veracruz, en los estudios Veracruz, Marino y Loma Bonita-Ixcatlán, así como en las cuencas del sureste en el estudio Cerro de Nachintal.

En los primeros nueve meses del 2013, PEMEX ha hecho descubrimientos importantes de recursos en lutitas, con los pozos Chucla 1 y Durian 1 en el noreste mexicano; asimismo, el pozo El 30 número uno en la Cuenca de Veracruz y los pozos Xux 1 Delimitador y Mistol 1 en las Cuencas del Sureste, que descubrieron crudo ligero; en tanto que el pozo Son 201 descubrió crudo pesado en el Activo Ku-Maloob-Zaap.

Finalmente, quisiera destacar dos avances de gran relevancia para PEMEX en aguas profundas: El pozo Maximino 1, del Proyecto Área Perdido, ubicado en la parte norte del Golfo de México y con un tirante de agua de 2 mil 919 metros, lo que lo califica como un pozo en aguas ultraprofundas, descubrió aceite ligero de 42 grados API. Actualmente,

se encuentra en proceso de evaluación el volumen de reservas de hidrocarburos de este pozo. Maximino 1, junto con Trión 1 y Supremos 1, confirman el potencial de aceite en perdido.

Otro avance de gran relevancia para PEMEX en aguas profundas es la terminación del pozo Lakach 21, que es el primer pozo de desarrollo en aguas profundas en México.

Lakach es un campo de gas no asociado con una reserva total de 850 miles de millones de pies cúbicos de gas. Se espera iniciar la explotación del campo Lakach hacia finales del año 2014.

Con esto concluimos la sección de exploración y producción y cedo la palabra a mi compañero Carlos de Régules, Subdirector de Planeación Estratégica y Operativa.

Carlos de Régules: Muchas gracias, Gustavo. Buenos días a todos y gracias por participar en esta llamada con nosotros.

El proceso total de petróleo crudo aumentó en 29 mil barriles por día, cerca de 2.5 por ciento respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto debido principalmente a un mayor proceso de crudo en la Refinería de Minatitlán, por la normalización de operaciones de plantas del proyecto de reconfiguración.

La proporción de crudo pesado en el proceso total de crudo del Sistema Nacional de Refinación, es decir, en nuestras seis refinerías, fue de 40 por ciento. Lo anterior, de acuerdo a la estrategia para disminuir la producción de residuales y desalojar dichos productos en las refinerías del centro del país.

La capacidad utilizada de destilación primaria se incrementó ligeramente, pasó de 69.7 a 71.5 por ciento de la capacidad total del sistema.

En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó en 3.6 por ciento, es decir, 47 mil barriles por día, observándose incrementos en la producción de destilados ligeros, la producción de gasolina, diésel y turbosina, en tanto que se registró una caída desfavorable en la producción de combustóleo.

En cuanto a mercados, el margen variable de refinación tuvo un comportamiento desfavorable, pasó de 1.50 dólares por barril a un negativo de prácticamente dos dólares por barril, esto como resultado de dos factores: Por un lado, mayores precios del crudo y fluctuaciones desfavorables en los precios de las gasolinas, como mencionaba Rodolfo al inicio de esta conferencia.

En cuanto al proceso de gas, observamos un incremento prácticamente de 3 por ciento como resultado de mayor disponibilidad de gas húmedo amargo proveniente de las áreas productoras del mesozoico, así como de gas dulce del Activo Burgos, esto en línea con lo que comentaba hace un momento Gustavo.

El proceso de condensados promedió 48 mil barriles por día, 3.7 por ciento superior al registrado durante el tercer trimestre de 2012, debido a mayor oferta de condensados dulces provenientes de la Región Norte.

Así, derivado de lo anterior, la producción de gas seco fue de 3 mil 755 millones de pies cúbicos por día, 5 por ciento superior a la producción del trimestre comparable del año anterior; en tanto que la producción de líquidos del gas disminuyó en 1.3 por ciento.

En relación con la elaboración de productos petroquímicos, observamos un incremento importante de 18.6 por ciento respecto al mismo trimestre del año 2012; esto debido principalmente un aumento en la producción en la cadena de derivados del metano, de 1.6 por ciento, debido a una mayor producción de amoníaco.

Y como consecuencia de esta mayor producción de amoníaco, una mayor producción también de bióxido de carbono, anhídrido carbónico, por una recuperación en la demanda de fertilizantes.

También vimos un aumento de 159 mil toneladas en la cadena de aromáticos, debido al proceso de estabilización de la unidad reformadora y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el Complejo de la Cangrejera.

Como resultado del incremento de la cadena de aromáticos y derivados, otros petroquímicos, como gasolinas amorfas, gasolinas de base octano y BTX también registraron aumentos.

Este comportamiento fue parcialmente compensado por un descenso en la cadena de derivados del etano de 20 por ciento, debido a un menor volumen de producción de etileno destinado al comercio exterior y a menores producciones de polietileno de baja densidad, de alta densidad y polietileno lineal de baja densidad debido a desfases en el reinicio de operaciones posteriores a mantenimientos en nuestros complejos petroquímicos.

Asimismo, se observó un descenso en la cadena de propileno y derivados por menor producción de propileno, a pesar de que hubo un incremento en la producción de acrilonitrilo como consecuencia de mejores condiciones del mercado.

Con esto concluyo la sección de procesos industriales y le doy de vuelta la palabra a Rodolfo Campos, Subdirector de Tesorería.

Rodolfo Campos: Muchas gracias, Carlos.

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

Las ventas totales registraron un aumento de 0.1 por ciento, como consecuencia de mayores volúmenes y precios de venta de diversos productos refinados y gas natural.

El rendimiento bruto se incrementó 1 por ciento, debido a que el costo de lo vendido disminuyó como resultado de una reducción de 12 por ciento en la compra de productos para reventa en México, principalmente como consecuencia de menores importaciones y menores precios de referencia de gasolinas automotrices.

El rendimiento de operación disminuyó 13 por ciento, la variación que se observa entre el rendimiento bruto y el rendimiento de operación se explica por un aumento de 13 por ciento en gastos generales y una disminución de 61 por ciento en otros ingresos, la cual se debe a la

menor acreditación del IEPS como consecuencia de menores precios de referencia y mayores precios de venta al público en México.

Asimismo, el rendimiento antes de impuestos y derechos registró una disminución debido a que en el tercer trimestre de 2013 hubo una pérdida cambiaria de 4 mil millones de pesos, en comparación con una utilidad cambiaria de 31 mil millones de pesos en el mismo periodo de 2012.

Los impuestos y derechos aumentaron 1 por ciento, debido principalmente al incremento en el precio de la mezcla. Los efectos antes mencionados generaron una pérdida neta de 39 mil millones de pesos, en comparación con el rendimiento neto de 25 mil millones de pesos observada en el tercer trimestre de 2012.

Al igual que en periodos previos, PEMEX continúa con una fuerte generación de EBITDA, el cual ascendió a 261 mil millones de pesos.

Entrando a más detalle, las ventas totales aumentaron 0.1 por ciento, donde las ventas en México incrementaron casi 18 mil millones de pesos, debido principalmente a mayores precios de venta de productos, en particular el precio del gas natural aumentó 34 por ciento y el de la gasolina Magna, gasolina Premium y diésel aumentaron 12 por ciento.

Asimismo, se observaron incrementos en el volumen de ventas de gasolina Premium en 32 por ciento; gas natural, 5 por ciento, y turbosina, 4 por ciento.

Por otra parte, las exportaciones registraron una disminución de 18 mil millones de pesos o casi 10 por ciento, debido al menor volumen de exportación de crudo como consecuencia de un mayor proceso nacional y en menor medida a una apreciación del tipo de cambio promedio del peso frente al dólar estadounidense de 2 por ciento, equivalente a 27 centavos.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 1.8 por ciento en el precio promedio de la mezcla, pasando de 99 dólares con 43 centavos a 101 dólares con 22 centavos por barril.

En este trimestre el rendimiento bruto aumentó 1 por ciento, como consecuencia de mayores ventas totales y una disminución de 0.8 por ciento en el costo de lo vendido, la cual se debió fundamentalmente a un decremento de 12 por ciento en las compras de productos para reventa.

Esta disminución se debió principalmente al menor volumen de importación de gasolinas automotrices, motivado por una mayor producción nacional y a menores precios de referencia de la gasolina regular en la costa norteamericana del Golfo de México.

Con respecto al rendimiento de operación, éste disminuyó un 13 por ciento.

En dirección al incremento comentado en el rendimiento bruto, a continuación comentaremos los cambios en gastos generales y otros ingresos netos.

Los gastos generales, integrados por gastos de distribución y transportación y gastos de administración, registraron un incremento de 13 por ciento como consecuencia del aumento del costo de la reserva laboral.

Es importante señalar que este incremento se debió al ajuste de la tasa de descuento que se utiliza para el cálculo actuarial del pasivo, que en el tercer trimestre de 2012 fue de 8.35 por ciento, mientras que en el mismo trimestre de 2013 fue de 6.9 por ciento.

Asimismo, los ingresos netos disminuyeron 61 por ciento, debido a menores ingresos provenientes del IEPS, los cuales han disminuido derivado de la convergencia entre los precios nacionales y el precio de referencia de la costa norteamericana del Golfo de México.

Con respecto a los impuestos y derechos, éstos aumentaron tres mil millones de pesos, como resultado del incremento del precio de la mezcla mexicana de 99 dólares con 43 centavos por barril en el tercer trimestre de 2012, a 101 dólares con 22 centavos en el tercer trimestre de 2013.

Asimismo, como ya lo comentamos, los ingresos provenientes del IEPS fueron 22 mil millones de pesos, inferiores a los registrados en el mismo trimestre de 2012, principalmente como resultado de menores precios de referencia y mayores precios de producción en México.

Por lo que respecta al rendimiento neto, durante el tercer trimestre se registró una pérdida neta de 39 mil millones de pesos, en comparación con un rendimiento neto de 25 mil millones de pesos en el mismo periodo de 2012.

Esta variación se explica principalmente por un menor volumen de exportación de crudo de alrededor de 6.4 por ciento; menores precios de referencia de las gasolinas, de alrededor de 2.4 por ciento, y la pérdida cambiaria de cuatro mil millones de pesos registrada en el tercer trimestre de 2013, en comparación con la utilidad cambiaria registrada en el mismo periodo de 2012 de 31 mil millones de pesos.

Al 1 de enero de 2013 el saldo en caja fue de 119 mil millones de pesos, al 30 de septiembre se han realizado las siguientes operaciones en flujo de efectivo que afectan a esta cuenta.

Se generaron recursos de operación equivalentes a 149 mil millones de pesos netos de impuestos.

Durante el periodo se pagaron 650 mil millones de pesos por el concepto de impuestos y derechos, por lo que los recursos generados por la operación antes de impuestos alcanzaron los 799 mil millones de pesos.

Se captaron 179 mil millones de pesos a través de actividades de financiamiento, lo anterior resultó en un flujo disponible de 447 mil millones de pesos.

Por otro lado, se realizaron pagos de deuda por 159 mil millones de pesos, incluyendo la utilización de líneas revolventes.

Asimismo, se llevaron a cabo pagos de intereses por 28 mil millones de pesos; por lo tanto, el endeudamiento neto en los primeros nueve meses de 2013 alcanzó un monto de 20 mil millones de pesos.

Durante el año se realizaron inversiones por 137 mil millones de pesos y se tienen registrados ocho mil millones de pesos en impuestos y derechos por pagar.

Al 30 de septiembre de 2013 el saldo en caja fue de 114 mil millones de pesos.

Por lo que respecta a la deuda consolidada, ésta registró un aumento de 3 por ciento, principalmente como resultado de mayores actividades de financiamiento.

La deuda neta resultó de restarle a la deuda total el efectivo y sus equivalentes, dando un total de 694 mil millones de pesos, 4 por ciento mayor a la deuda neta registrada al 31 de diciembre de 2012.

Con respecto a las actividades de financiamiento, durante el segundo trimestre de 2013 se realizaron las siguientes operaciones:

El 18 de julio de 2013 Petróleos Mexicanos realizó una emisión de deuda en los mercados internacionales por un monto total de tres mil millones de dólares a través de la emisión de cuatro bonos.

Una nueva referencia al plazo de cinco años por mil millones de dólares adicionales, para una nueva referencia a un plazo de 10 años a tasa fija con vencimiento en 2024.

Una nueva referencia a un plazo de cinco años con vencimiento en 2018 en el formato de tasa flotante.

Finalmente, la reapertura de un bono existente, el cual vence en el 2041, por un monto de 500 millones de dólares, dando el gran total de tres mil millones de dólares mencionado.

Asimismo, el 19 de septiembre se hizo una emisión de cinco mil millones de pesos de certificados bursátiles con vencimiento en 2019.

Posteriormente, el 26 de septiembre se hizo una emisión de 10 mil 400 millones de pesos, también en certificados bursátiles a tasa fija con vencimiento en 2024.

Finalmente, el día de ayer se concluyó con el Programa de Colocaciones de Bonos, con garantías de *Export Import Bank* de los Estados Unidos, el cual fue una emisión realizada a través de tres trámites: El primero de ellos el 19 de septiembre, en donde se emitieron 400 millones de dólares a tasa fija; posteriormente, el 30 de septiembre se hizo una colocación de 750 millones de dólares a tasa flotante. Éste es el bono garantizado por *Export Import Bank* más grande en la historia del programa.

Finalmente, el día de ayer se emitió un bono de 350 millones de dólares, también con esta garantía y vencimiento en el 2024, con lo cual se concluye con el Programa de Colocaciones a través de este mecanismo.

Con eso damos por terminada la sesión financiera, con lo que me gustaría recalcar los principales aspectos del tercer trimestre de 2013.

Los ingresos totales ascendieron a 409 mil millones de pesos; el costo de ventas disminuyó 0.8 por ciento; la producción de hidrocarburos promedió 3.6 millones de barriles diarios de petróleo crudo o equivalente; la producción de crudo promedió 2.5 millones de barriles diarios; los impuestos y derechos causados durante periodo se ubicaron en 226 mil millones de pesos; finalmente, durante el trimestre el EBITDA fue de 261 mil millones de pesos.

Muchas gracias por su atención.

Y con esto abrimos la línea para preguntas y respuestas.

Gracias.

Presentadora: Gracias.

Ahora comenzamos la sesión de preguntas. Si tiene una pregunta, favor de oprimir estrella y luego uno en su teléfono.

Si desea retirarse de hacer una pregunta, oprima la insignia de número, el botón a la derecha del cero.

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

Nuevamente, si tiene una pregunta, oprima estrella y luego uno en su teléfono.

Tenemos a Alejandro García en la línea. Adelante con su pregunta.

Pregunta: Buenos días y muchas gracias por esta presentación.

Mi pregunta es sobre el Plan de Financiamiento de 2013, si nos pudieran dar una actualización, en qué etapa se encuentra, si ya está terminado o si podemos esperar más emisiones por parte de PEMEX.

Gracias.

Respuesta: Muchas gracias, Alejandro.

Por lo que respecta a las emisiones en monedas distintas al peso, con la emisión que se hizo el día de ayer se concluye con el programa originalmente anunciado.

Ahora, por lo que respecta a las emisiones en el mercado local, como se hizo del conocimiento del gran público inversionista a través de la Conferencia Trimestral liderada por la Secretaría de Hacienda, nos resta colocar 10 mil millones de pesos y lo estaríamos haciendo a través del formato de vasos comunicantes a través de la reapertura de las dos emisiones que hicimos durante este trimestre, es decir, el PEMEX 13-2 y el PEMEX 13, que son las emisiones a plazo de cinco años en formato flotante y al plazo de 10 años en el formato a tasa fija, que también tiene el componente del GDM, que es este mecanismo a través del cual estaríamos abriendo la posibilidad para que los inversionistas extranjeros participen dentro de este programa.

Durante ese comunicado también hicimos saber que si las condiciones del mercado así nos lo permitían, podríamos hacer una emisión adicional fuera del programa originalmente anunciado por un monto máximo de hasta ocho mil millones de pesos.

Eso sería básicamente lo que nos restaría por colocar dentro del Programa de Financiamientos de lo que resta del 2013.

Gracias.

Presentadora: Y tenemos a Marcela Nagib, de JP Morgan. Adelante con su pregunta.

Pregunta: Buenos días. Daniel.

Continuando con la pregunta anterior, es decir, ¿no esperan ninguna emisión en el mercado de bonos en dólares?

Y, ¿para el 2014 cuánto están estimando más o menos que puedan emitir en este mercado?

Gracias.

Respuesta: Gracias, Daniel.

Mira, con las condiciones actuales no tendríamos techo de endeudamiento externo para hacer ninguna otra colocación, digamos que lo que se hizo, como bien sabes, este techo se comparte en todo el sector público, incluyendo la Secretaría de Hacienda, la Banca de Desarrollo, CFE y nosotros.

En ese sentido, ya no tendríamos espacio; sin embargo, derivado de las discusiones que actualmente se están dando en el Congreso, existiría la posibilidad de que se incremente este techo a nivel global y probablemente eso podría tener algunas implicaciones.

Hoy por hoy no tenemos mayor información, pero digamos que eso no está escrito en piedras y las condiciones de los mercados así lo permiten y es posible que se pudiera llegar a hacer algo.

Por lo que respecta al Programa de Financiamiento de 2014, todavía tampoco tenemos información oficial de cómo se han concluido estas discusiones en el Congreso, necesitamos saber cuál va a ser finalmente el CAPEX aprobado y los recursos que se mantendrán

dentro de la propia empresa. Asimismo, cómo se va a ajustar la variable del financiamiento.

De acuerdo con el Plan de Negocios, el CAPEX para el siguiente año será un CAPEX mayor al que tuvimos durante este año, pero todavía faltan por definir estas dos variables para saber con exactitud cuánto va a provenir de actividades de financiamiento.

Gracias.

Presentadora: Y tenemos a Emilio Granja, de BANAMEX, en la línea. Adelante con su pregunta.

Pregunta: Buenos días. Gracias. Un poco en seguimiento a la pregunta anterior.

Con la solicitud del Congreso para aumentar el déficit fiscal el año que entra y un mayor techo de endeudamiento, también se incrementa el techo de deuda para PEMEX.

Respuesta: Como lo comenté, todavía no tenemos claridad sobre cuál va a ser la conclusión de esa discusión en el Congreso y, en su caso cuánto de ese techo adicional podría quedar del lado de PEMEX. Aquí quien tome esa decisión sería la Secretaría de Hacienda.

De nuevo, si las condiciones de los mercados así lo permitieran, podríamos iniciar estas discusiones a partir de que se concluyan las del Congreso; o sea, lo que tiene que suceder primero es la conclusión de esas discusiones y entonces nosotros podríamos acercarnos con quien corresponde y hacer todos los actores necesarios para poder hacer algo adicional a lo que ya tenemos autorizado por la Secretaría de Hacienda y por el Consejo de PEMEX.

Presentadora: Gracias.

Adelante con su pregunta.

Pregunta: Hola, buenos días. Muchas gracias por la conferencia.

Traigo dos preguntas en la parte de Exploración y Producción. Me gustaría saber si ustedes tienen algún tangible que podamos esperar de la producción de crudo.

Y también si podría tener un poco más de color de cómo está la campaña de exploración en el área de Perdido, ¿cómo se espera el desarrollo de la producción?

Muchas gracias.

Respuesta: Gracias por tu pregunta, con relación al tangible de la producción de cuándo podríamos tener el despegue, como mencionas, ya de hecho, como cité durante mi intervención, ya hacia finales del mes de septiembre estábamos viendo valores de dos millones 540 mil y esperamos que esa tendencia se mantenga hacia arriba, de tal suerte de poder alcanzar un valor cercano a los dos millones 600 mil barriles hacia el fin del año.

Creemos que ya hemos pasado la parte más baja de la producción que se dio durante todo el primer semestre y a partir de ahora y con los planes que tenemos de desarrollo, considerando que el Congreso nos autorice los recursos que le hemos solicitado, podamos estar esperando un mantenimiento sostenido del crecimiento de la producción de PEMEX en términos de crudo.

En lo que se refiere a tu otra pregunta relacionada con la adquisición sísmica en Perdido, te diría que completamos la adquisición del proyecto de la sísmica, que pertenece al Proyecto Centauro, la adquisición sísmica tridimensional con tecnología wide-azimuth.

La hemos completado, ahora estamos en proceso de evaluación de los volúmenes de hidrocarburos en el Pozo Maximino, que en conjunto con la información que ya tenemos del Pozo Trión-1, del Pozo Supremos-1, estamos completando la información preliminar que nos permitió establecer ya una provincia petrolera productora de aceite ligero y los siguientes pasos son, primero, la delimitación de esta área de Perdido.

Estamos perforando actualmente el Pozo Trión Delimitador, que nos va a permitir determinar con mayor precisión el volumen de hidrocarburos que contiene esa estructura.

Posteriormente, estaríamos haciendo las delimitaciones de los otros pozos que hemos estado perforando y en los cuales hemos tenido resultados satisfactorios.

Y una vez que tengamos delimitadas esas áreas, estaremos proponiendo los planes de desarrollo y explotación que se consideren pertinentes para extraer el volumen contenido en el subsuelo en el área de Perdido.

Gracias.

Presentadora: Gracias.

Adelante, con su pregunta.

Pregunta: Buenos días a todos. Gracias por la presentación y por contestar a mis preguntas, que son dos.

La primera tiene que ver con nuestra inversión potencial en Argentina, hemos tenido noticias que podrían invertir con YPF en Vaca Muerta y quiero tener una idea de cuál podría ser la inversión máxima que se plantea y cómo se va a financiar.

Y la segunda pregunta tiene que ver también con la primera, un poco cómo está nuestra participación en Repsol, un poco relacionada con nuestra potencial inversión en Argentina, a ver si podrían también reducir nuestra participación para ayudar a hacer alguna financiación de las inversiones de México en Argentina.

Muchas gracias.

Respuesta: Muchas gracias.

Con respecto a la primera de las preguntas, nosotros no tenemos información sobre una posible inversión de PEMEX en Argentina.

Ciertamente, como mencionas, tenemos una inversión o la teníamos a través de las acciones o de nuestra posición en Repsol.

Hoy por hoy tenemos un poco menos del 10 por ciento del total de la tenencia, dividido entre la posición que tiene PMI y directamente Petróleos Mexicanos, y hasta el momento no se ha tomado una decisión específica distinta a la que se ha venido tomando en los últimos años, que es mantener la posición.

No hay ninguna información oficial ni una discusión interna sobre si se debiera hacer algo distinto a lo que se ha venido haciendo hasta ahora y, en cuanto tengamos algo que comunicarles, así lo haremos.

Muchísimas gracias.

Presentadora: Y tenemos a Lorena, de Portugal, en la línea.

Pregunta: Hola, buenos días, Rodolfo, Gustavo y Carlos, muchas gracias por la presentación.

Miren, tenía una pregunta en torno al impuesto especial que grava las gasolinas en México y su impacto en resultados.

Como decía Rodolfo anteriormente, se ha registrado un menor ingreso vía este impuesto por los menores precios de referencia y quería entender un poco cómo se contabilizaba este impuesto, ya que entiendo que debería actuar como un mecanismo de compensación de los precios de importación y los precios locales.

Muchas gracias.

Respuesta: Muchas gracias, Lorena.

Sí, efectivamente, tienes razón, el IEPS se diseñó como un mecanismo de compensación. Este IEPS se vio impactado por el movimiento en dos variables: Una, el incremento en el precio de los productos nacionales, y ese sí, efectivamente, se compensado en el ingreso a partir de las ventas nacionales.

Es decir, este desliz de 11 centavos que se ha venido dando en el precio de las gasolinas tiene un impacto reduciendo el IEPS, pero se ve reflejado este incremento en las ventas nacionales.

Sin embargo, el movimiento en la otra variable relevante, que es el precio de referencia, ese sí tiene un impacto directo en los ingresos que no se ve compensado por ningún otro lado.

Lo que está sucediendo es que el producto que nosotros vendemos tiene un menor precio a nivel internacional, afectando el monto total de los ingresos por las ventas.

Digamos que hay un efecto que sí se compensa, que es el primero, y un segundo, que sí, efectivamente, tiene un impacto directo sobre los ingresos.

Gracias.

Presentadora: Y, nuevamente, si tiene una pregunta, por favor oprima la estrella y el uno en su teléfono.

En este momento no tenemos más preguntas.

Respuesta: Si no hubiera nada más, les agradezco mucho a todos por su participación y esperamos contar con su presencia para el siguiente trimestre.

Muchas gracias.

Presentadora: Gracias, damas y caballeros, concluye la teleconferencia de hoy.

Gracias por participar, todos pueden desconectarse.

- - -o0o- - -