

México, D.F., 28 de octubre de 2011.

**Versión Estenográfica de la Conferencia Telefónica del Reporte de Resultados al Tercer Trimestre de Petróleos Mexicanos.**

**Intervención:** Buenos días y bienvenidos a la conferencia telefónica “Resultados de PEMEX al 30 de septiembre de 2011”

Que darán el Subdirector de Tesorería, Mauricio Alazraki Pfeffer; Gustavo Hernández, Subdirector de Planeación y Evaluación e Ignacio Aguilar, el Coordinador de Asesores de la Dirección Corporativa de Operaciones.

Les recordamos que esta conferencia cuenta con una presentación de apoyo.

La liga para presentación se encuentra disponible a través de la página de internet de PEMEX: [www.pemex.com](http://www.pemex.com), en la sección 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 únicamente por teléfono.

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

Puede usted dar inicio a la conferencia.

**Rolando Galindo:** Buenas tardes y bienvenidos a la conferencia telefónica de resultados de PEMEX al 30 de septiembre de 2011.

Quedará Mauricio Alazraki, Gustavo Hernández y nos acompaña también Ignacio Aguilar de la Dirección Corporativa de Operaciones.

Muchas gracias.

Les recordamos que esta conferencia cuenta con una presentación de apoyo y la liga para la presentación se encuentra disponible a través de la página de internet de PEMEX en la sección de información financiera, dentro del apartado de relación con inversionistas.

En este momento quisiéramos recordarles que nuestros comentarios durante la llamada pueden incluir expectativas y proyecciones a futuro, las cuales conllevan riesgos inherentes. Advertimos que un número de factores

importantes pudieran causar resultados que provoquen 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 las variaciones acumuladas se calculan en comparación al mismo período del año anterior, a menos de que se especifique lo contrario.

Ahora los dejo con Mauricio Alazraki, Subdirector de Tesorería.

**Mauricio Alazraki:** Muchas gracias, Rolando.

Comenzamos hablando un poco del entorno macroeconómico o global del tercer trimestre del 2011.

Durante este trimestre los precios del crudo presentaron una fuerte volatilidad, derivada principalmente de cambios en las expectativas de crecimiento global, lo cual, como muchos de ustedes sabrán, se atribuye entre otros factores a las presiones inflacionarias en algunas regiones de Asia, la crisis económica y financiera en la eurozona y la desaceleración que se ha observado en la economía de los Estados Unidos.

No obstante las crisis sociopolíticas en algunos países del norte de África y Medio Oriente, así como el incremento en la demanda de diversas economías emergentes como la de India y China, han mantenido los precios del crudo y otros combustibles estables en este trimestre, con una tendencia de mediano y largo plazo a la alza.

Los precios del gas que representan un mercado más regionalizado mostraron una tendencia a la baja, que se atribuyó a temperaturas moderadas o templadas en el norte de América, la evolución favorable de inventarios, perspectivas positivas de producción y a la posibilidad de una disminución en el consumo en los Estados Unidos por menor actividad económica.

Los precios de las gasolinas en la región del Golfo de México y los Estados Unidos registraron un incremento importante respecto a los precios del tercer

trimestre de 2010, reflejando sus referencias internacionales y de productos derivados.

El promedio del tipo de cambio durante el tercer trimestre de 2011 registró una fuerte apreciación respecto al promedio del período comparable de 2010, sin embargo, la incertidumbre que han generado los problemas económicos y financieros de diversos países de la periferia europea dieron lugar a una depreciación importante del peso en el transcurso del tercer trimestre y en especial en los últimos meses.

Los principales aspectos a resaltar relacionados a Petróleos Mexicanos: los ingresos por ventas ascendieron a 392 mil millones de pesos, continuando con una tendencia a la alza, soportado por los precios internacionales de energéticos y una plataforma de producción estable.

La producción de crudo se ha mantenido por arriba de los dos millones y medio de barriles diarios.

El EVITA que es un proxy de la capacidad de la generación de flujo registró un incremento de 24.8 por ciento con respecto al mismo trimestre del año anterior, debido al incremento en ingresos.

Asimismo, el pago de impuestos se incrementó en un 35 por ciento, alcanzando los 214 mil millones de pesos, esto es aproximadamente 16 mil millones de dólares.

Durante el tercer trimestre del año se registró una pérdida de 81 mil millones de pesos, como resultado principalmente por una pérdida cambiaria de 49 mil millones de pesos, que se deriva de depreciación del peso con respecto al dólar y también del pago de impuestos, que representa el 55 por ciento de los ingresos totales.

Durante los primeros nueve meses del año PEMEX acumuló una pérdida neta de 67 mil millones de pesos como resultado de una pérdida cambiaria de casi 40 mil millones de pesos, como lo mencionábamos anteriormente, ocasionada por la depreciación del peso y también por la elevada carga tributaria.

Ahora cedo la palabra a Gustavo Hernández, Subdirector de Planeación y Evaluación de PEMEX-Exploración y Producción.

**Gustavo Hernández:** Gracias, Mauricio. Buenas tardes a todos.

Hablando de petróleo crudo, durante el tercer trimestre de 2011 la producción de crudo promedió dos millones 525 mil barriles diarios, esto es 1.6 por ciento menor al promedio del mismo trimestre del año pasado.

La variación se atribuyó principalmente a operaciones de mantenimiento en el FPSO Yùum K´ak´náab a condiciones climatológicas desfavorables ocasionadas por la tormenta tropical Nate y a demoras en la terminación de pozos en Cantarell, debido a retrasos en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación.

Los aspectos antes mencionados fueron parcialmente contrarrestados por un incremento en la producción del proyecto Aceite Terciario del Golfo, que engloba la región de Chicontepec en 24 por ciento o 10 mil barriles por día, debido a nuevas estrategias de operación de pozos e instalaciones, en conjunto con estudios de yacimientos y avances tecnológicos.

De igual forma los proyectos Ogarrio-Magallanes y Delta del Grijalva de la región sur, Yaák Tzche de la región marina suroeste, registraron incrementos que aportaron la producción de crudo ligero y súper ligero.

En lo que se refiere a Cantarell, durante los primeros nueve meses del año la producción de Cantarell representó el 20 por ciento de la producción total, con lo que sigue y seguirá siendo uno de nuestros activos más importantes. Por consiguiente, continuamos tomando acciones para estabilizar la producción e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

De manera muy breve una de las tantas acciones que estamos tomando para estabilizar la producción es la perforación de nuevos pozos alejados de la zonas de contacto de gas y agua, así como el cierre de pozos en dichas zonas.

Lo anterior hace de fundamental importancia nuestros tiempos de ejecución. Como se observó este trimestre demoras o rezagos en procesos administrativos o licitaciones en equipos de perforación, generan diferimientos de la producción.

Sin embargo, a pesar de ello durante el periodo enero-septiembre de este año la producción del activo promedio 511 mil barriles por día, y la tasa mensual de declinación alcanzó uno por ciento. Es la menor tasa observada en el mismo periodo de los últimos cuatro años.

Es importante seguir destacando los esfuerzos que hemos realizado para diversificar nuestra cartera de proyectos y fuentes de producción, lo que implica entre otras muchas cosas innovación y transformación.

Ejemplos de esto son los laboratorios integrados de campo en Chicontepec, el inicio de los contratos integrales de exploración y producción que mencionaré más adelante, así como un cambio en la estructura de PEMEX Exploración y Producción orientada, a grandes rasgos, al logro de objetivos y a la generación de valor de manera sustentable.

En lo que se refiere al gas natural, la producción de gas durante el tercer trimestre del año se observó una reducción de 7.9 por ciento, debido principalmente a menor producción de gas asociado en los activos Antonio J. Bermúdez, de la Región Sur; y Cantarell, de la Región Marina Noreste, así como a una disminución en la producción de gas no asociado en Burgos y Veracruz de la Región Norte.

El descenso de la producción en los activos de la región norte, obedece a una menor actividad programa de perforación y terminación de pozos derivada de factores como los precios actuales del gas natural.

La disminución de la producción de gas estuvo parcialmente compensada por mayor producción de gas asociado en los activos Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste y Aceite Terciario del Golfo, de la Región Norte.

En lo que se refiere envío de gas a la atmósfera, éste se redujo en 48 por ciento, derivado de la instalación de infraestructura adicional para el manejo y transporte de gas a las regiones marinas, particularmente en Cantarell.

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

Bajo este contexto, el aprovechamiento de gas durante el tercer trimestre del 2011, fue casi de 96 por ciento.

En lo que se refiere a equipos y pozos en operación, el número de equipos aumentó en 32 por ciento, principalmente por la incorporación de equipos terrestres, debido a mayor actividad de exploración y desarrollo en los activos Antonio J. Bermúdez, Delta del Grijalva y en el Proyecto Samalia Somero, de la Región Sur, así como en el activo Chicontepec o ATG, de la Región Norte.

En lo que se refiere a la terminación de pozos, durante este tercer trimestre del año fue menor en 61 respecto al mismo trimestre del 2010. Debido a modificaciones en las estrategias de perforación de desarrollo en los proyectos ATG y Burgos, y el incremento en tiempos de perforación de pozos exploratorios en la Región Sur.

Por lo que toca a la información sísmica, la obtención de información sísmica bidimensional disminuyó en 6.5 por ciento, debido a menor actividad en la Región Norte, ya que la información acumulada durante los últimos trimestres se encuentra ahora en la fase de interpretación.

Por su parte la obtención de información sísmica tridimensional registró un incremento considerable debido a las actividades exploratorias en aguas profundas del Golfo de México para la adquisición de esta sísmica.

En lo que se refiere a principales descubrimientos, aunque estimamos que en un futuro una parte importante de nuestra producción de hidrocarburos podría provenir de yacimientos en aguas profundas, en México existen prospectos de gran relevancia, tanto en aguas someras como en tierra.

Prueba de ello, fueron las pruebas de producción en el pozo exploratorio Kinbe-Uno, que confirmaron la existencia de un yacimiento de crudo ligero de 37 grados API, el cual está ubicado al noroeste de Ciudad del Carmen en un tirante de agua de 22 metros.

Este campo forma parte del Proyecto Crudo Ligero Marino y representa una amplia ventaja para PEMEX por su cercanía a instalaciones existentes, así como por el conocimiento y experiencia con los que contamos en dicha región.

Por lo que se refiere a los contratos integrales de exploración y producción, otro avance significativo que observamos durante el trimestre fue la adjudicación de manera exitosa de la primera ronda de estos contratos integrales de exploración y producción de campos maduros de la región sur.

Los Campos Magallanes y Santuario, se adjudicaron a la empresa Petrofac, Facilities Magnament, que presentó una propuesta de 5.01 dólares por barril de crudo producido para ambos campos.

El contrato del Campo Carrizo, se otorgó originalmente a la empresa Administradora de Proyectos de Campos. Sin embargo, debido a que dicha

empresa no logró cumplir en tiempo y forma con todos los requerimientos legales para la suscripción del contrato, el 19 de octubre, de acuerdo a las bases de la licitación, el campo fue adjudicado a Dowell Slonverger de México S.A. de C.V., quien ofreció la segunda mejor propuesta con un monto de 9.40 dólares por barril de petróleo crudo.

El proceso de los contratos integrales despertó gran interés entre diversas empresas de la industria tanto nacionales, como internacionales. Se adquirieron 53 paquetes de bases de licitación por parte de 27 empresas para los tres campos.

Cabe mencionar que los campos adjudicados cuentan con una reserva 3P o total de 207 millones de barriles de crudo equivalente, y actualmente producen alrededor de 15 mil barriles diarios.

Se estima que la entrada en vigor de los contratos la producción alcance los 55 mil barriles por día.

Creemos que estos contratos traerán consigo altos beneficios para PEMEX, empezando por incrementos en la producción y mayor capacidad de ejecución, así como el acceso a nuevas tecnologías.

En lo que resta de este 2011 esperamos lanzar una segunda ronda de contratos integrales que incluirán los campos maduros de la Región Norte.

Muchas gracias por su atención.

Y ahora cedo la palabra al ingeniero Ignacio Aguilar, Coordinador de Asesores de la Dirección Corporativa de Operaciones.

**Ing. Ignacio Aguilar:** Muchas gracias, Gustavo, y buenas tardes a todos.

Respecto al proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación, éste disminuyó en 2.2 por ciento como consecuencia de los mantenimientos y reparaciones en el Sistema Nacional de Refinación.

Fallas de energía eléctrica en la Refinería Madero y de Salina Cruz, fallas de servicios principales en Salina Cruz.

Estos aspectos también afectan nuestro proceso por los tiempos que toman la puesta en marcha de las plantas una vez que concluyen los mantenimientos y/o se restablecen los servicios suspendidos.

La capacidad utilizada de destilación primaria fue menor en 2.7 por ciento respecto al primer trimestre de 2010, como resultado de la mejor utilización de plantas y también debido al arranque y estabilización de las operaciones de la Planta Primaria Maya, en Minatitlán.

Como consecuencia del menor proceso de crudo y la menor capacidad utilizada, la producción total de petrolíferos se redujo en 4.3 por ciento.

Asimismo, el margen variable de refinación fue de menos 2.3 dólares por barril, que además responde a la volatilidad que presentaron los precios del crudo y petrolíferos en el mercado internacional, por factores sociopolíticos, macroeconómicos y financieros.

A todo esto, quisiera mencionar que en la actualidad se encuentran en evaluación implementación de iniciativas para mejorar la operatividad de nuestras plantas y fortalecer nuestros procesos.

Con respecto a la reconfiguración de Minatitlán, durante el segundo trimestre del 2011 se concluyeron las obras de reconfiguración de la refinería, con lo que se espera un incremento en la capacidad de refinación del EGNR, y el valor agregado de la producción de petrolíferos.

Se prevé que la producción de las nuevas plantas se estabiliza en los últimos meses del presente año. Bajo este contexto esperamos iniciar la reconfiguración de la refinería de Salamanca durante la primera mitad del 2012.

Por su parte, el proceso de gas natural registró un incremento de 1.8 por ciento, derivado de una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce, proveniente principalmente de campos de la región norte.

Asimismo, el proceso de condensados aumentó 12.6 por ciento como resultado de una mayor producción en las regiones marinas y la región norte.

Derivado de lo anterior, la producción de gas seco y líquidos del gas se incrementó en 3.1 por ciento y 1.6 por ciento, respectivamente.



En cuanto a elaboración de petroquímicos, ésta descendió 12.4 por ciento de conformidad con la estrategia de la empresa para enfocarse en las cadenas de petroquímicos más rentables.

En este sentido la cadena derivados del metano registró un incremento de 19 por ciento, la producción de aromáticos y derivados disminuyó debido a la decisión estratégica de reducir la elaboración de componentes para gasolina, ante el incremento en el costo de insumos, en tanto que la producción de propileno y derivados se redujo ante una menor demanda de productos.

La disminución en la cadena del etano obedece a salidas de operación por mantenimientos auxiliares.

Le cedo la palabra ahora a Mauricio Alazraki.

**Mauricio Alazraki:** Muchas gracias Ignacio.

En cuanto a los principales aspectos financieros del trimestre podemos destacar que las ventas alcanzaron 392 mil millones de pesos, lo que representó un incremento de 23.5 por ciento respecto al mismo trimestre del año anterior, esto debido a mayores precios de hidrocarburos y a la estabilidad de nuestra plataforma de producción.

Asimismo, el rendimiento de operación registró un incremento de 16.5 por ciento, sumando 158 mil millones de pesos. Adicionalmente, el resultado integral del financiamiento fue menos favorable que el contabilizado durante el mismo periodo del 2010, principalmente como consecuencia de la depreciación del peso frente al dólar.

Por su parte, otros ingresos aumentaron en 225 por ciento, principalmente como resultado de un incremento en 205 por ciento de los ingresos derivados de la tasa negativa del IETU, lo que fue parcialmente compensado por un incremento en otros gastos diversos.

Como resultado, durante el tercer trimestre de 2011 se registró una pérdida neta de 81 mil millones de pesos, a consecuencia principalmente de la depreciación del tipo de cambio.

Durante este trimestre las ventas totales, como lo mencionábamos., aumentó 23.5 por ciento, lo cual es resultado de un aumento de casi 46 por ciento en el precio de la mezcla mexicana de crudo que promedió 101 dólares por barril en

el trimestre, lo que fue parcialmente compensado por una disminución en el volumen de crudo exportado de 4.1 por ciento, que promedió un millón 302 mil barriles diarios.

Asimismo se registró un aumento del 43.6 por ciento en el precio de la gasolina en la costa norteamericana del Golfo de México, que pasó de 196 centavos de dólar por galón, a 282 centavos de dólar por galón.

Adicionalmente se registraron mayores precios de productos de venta en México, como fueron las gasolinas, el diesel, combustóleo, turbosina y asfaltos. Asimismo los volúmenes de venta de gasolina, diesel, combustóleo y asfaltos registraron incrementos.

Con respecto al costo de ventas, este registró un incremento de 33.4 por ciento durante el tercer trimestre del 2011, el cual se explica principalmente por un incremento de 50.7 por ciento en el monto de compras para reventa, como resultado de mayores precios de hidrocarburos y sus derivados.

Un incremento del 29.6 por ciento en gastos de operación, principalmente resultado de mayores gastos en servicios personales, materiales, servicios pagados a terceros y seguros y fianzas, lo que fue parcialmente contrarrestado por una disminución de 86.6 por ciento en honorarios pagados a terceros.

Finalmente un incremento del 63 por ciento en gasto de exploración, así como un aumento de 49.8 por ciento en gastos de conservación y mantenimiento.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por disminuciones de 3.7 por ciento en amortizaciones, 3.6 por ciento en el costo neto del periodo de beneficio ampliados y 1.9 por ciento en el costo de procesos no exitosos.

Los gastos generales registraron un incremento del .3 por ciento, como consecuencia de un aumento del 13.4 por ciento en gastos de distribución, parcialmente compensado por una disminución de 5.5 por ciento en gastos de administración.

El resultado integral de financiamiento registró una variación negativa de 74 mil millones de pesos como resultado de mayores intereses a cargo de PEMEX, como consecuencia de la evaluación de instrumentos financieros y una mayor pérdida por variación cambiaria, debido, como lo mencionábamos anteriormente, a una mayor depreciación del peso respecto del dólar

americano, en comparación a la registrada durante el mismo periodo del año anterior.

En lo que se refiere a impuestos y derechos, el incremento que se observa en el periodo de esto se debe principalmente a mayores precios de referencia en la mezcla mexicana de crudo, que aumenta en casi 46 por ciento en los periodos comparados de 69.3 dólares por barril a 101.15 dólares por barril.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por una mayor acreditación del IETU.

La pérdida neta registrada durante el trimestre fue de 81 mil millones de pesos, este resultado es esencialmente consecuencia del resultado integral de financiamiento que fue negativo en 67.2 mil millones de pesos, como consecuencia de la depreciación del peso frente al dólar.

Esto fue parcialmente compensado por un incremento en ventas y otros ingresos.

En la siguiente lámina se ejemplifican algunos factores estructurales externos que inciden de manera importante en nuestro estado de resultados. Si estos fueran reconocidos a la empresa, pues el estado de resultados tendría un cambio importante, lo ponemos a manera de ilustración.

En relación al flujo de efectivo, como pueden observar, las cajas se mantienen relativamente estables al inicio del periodo, que es la caja al final del año y al final del periodo, que es al final del tercer trimestre.

Hubo una importante generación de recursos, sin embargo una parte importante de estos, la mayor parte de estos fue destinada al pago de impuestos.

Sin embargo, como se puede observar en esta lámina, PEMEX sigue siendo un muy importante generador de ingresos para el gobierno y en general es una empresa con una alta rentabilidad de operación.

En relación a la deuda total consolidada, ésta aumentó 8.8 por ciento, principalmente como resultado de la depreciación del peso frente al dólar, que hemos comentado. Esto representó un incremento, en la deuda en pesos, cercano a los 50 mil millones de pesos.

Las principales actividades de financiamiento en el tercer trimestre, el 20 de julio se realizó una apertura por mil millones de dólares de un bono con vencimiento en el 2011, que paga un cupón de 5.5 por ciento y que fue emitido originalmente en julio del 2010.

De igual forma, el 27 de septiembre de 2011, se realizó una emisión de certificados bursátiles por 10 mil millones de pesos en dos tramos. El primero de siete mil millones de pesos a tasa a 28 días, más 24 puntos base de spread, con vencimiento a 2017.

Y aproximadamente tres mil millones de pesos en unidades de inversión, con vencimiento en el 2021 y con un cupón fijo de 3.55 por ciento.

Finalmente, aunque ya no en este tercer trimestre, sino en el cuarto trimestre, el 12 de octubre se reabrió por mil 250 millones de dólares un bono con vencimiento en junio del 2041, con un cupón del 6.5 por ciento y que fuera emitido originalmente en mayo del 2011.

Finalmente, quisiera mencionar que al 30 de septiembre de 2011, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de liquidez por tres mil 500 millones de pesos, de las cuales se encuentran disponible tres mil 250 millones de dólares, perdón.

Con esto finaliza la conferencia. Y dejo la conferencia para preguntas y respuesta.

**Intervención:** Damas y caballeros, para hacer preguntas marque asterisco uno en su teclado telefónico.

Si su pregunta ha sido contestada y desea retirar su pregunta, marque asterisco dos.

Las preguntas serán contestadas en el orden recibidas.

Marque asterisco uno para comenzar.

Su primera pregunta viene de la línea de Araceli Espinoza. Adelante.

**Araceli Espinoza:** Hola, buenos días.

Yo tengo tres preguntas. La primera es sobre la noticia que salió esta semana de las reservas que encontraron de gas con la frontera con los Estados Unidos

y, en específico, ¿cuánto aportaron esas reservas y para cuándo se darán los resultados?

La segunda pregunta es, si me pueden explicar un poco a detalle lo de los contratos integrales, ¿qué significa que los ganadores hayan propuesto 5.01 dólares por barril de petróleo crudo y el otro 9.40 dólares?

O sea, eso ¿cuánto le va a quedar a PEMEX y cuándo se va a registrar?

Y la tercera pregunta es, para 2012, dado la menor actividad económica que se espera en el mundo ¿si va a haber alguna repercusión para PEMEX en cuanto a Capex, o en cuanto a producción? O sea, una repercusión sobre la parte global hacia los resultados de PEP.

Gracias.

**Intervención:** Buenas tardes, Araceli.

Con relación a lo que se anunció a lo mejor, quisiera yo hacer la siguiente precisión.

El pozo que se está perforando está en el área de, es el pozo Montañez uno, es el segundo pozo que estamos perforando en las lutitas, en la formación grande lutita; y es un pozo que acaba de terminar su perforación, estamos en el área de evaluación del potencial de los recursos prospectivos de Shel Gas.

Y ahora está en etapa de terminación el pozo, no podemos ahora decir de qué tamaño es, cuánto ha producido, porque apenas está en la etapa de terminación del pozo.

Posteriormente vamos a seguir trabajando ahí con un proyecto que tiene Petróleos Mexicanos para evaluar el potencial en esa provincia y en otras áreas que están muy pegadas con la frontera con Estados Unidos, tanto en el área de Torreón, Coahuila y Chihuahua que son las áreas donde tenemos nosotros identificadas formaciones similares a las formaciones que en los Estados Unidos están siendo productoras del gas de lutita, la formación *eagle*, por ejemplo, que es la que tienen productora en Texas.

En lo que se refiere a los contratos integrados, mencionamos el bloque Carrizo otorgado en el día de la licitación a la empresa Administradora de Proyectos de Campos.

Sin embargo, ahora cuando fue la fecha de la firma de los contratos, dos meses después, el 19 de octubre, le faltó cumplir con una serie de documentos y requerimientos legales y de acuerdo a las bases le tuvimos que asignar el contrato a la empresa que quedó en segundo lugar que fue Dower Slumberger de México, S.A. de C.V. que ofreció pagar un precio de nueve dólares con 40 centavos por barril.

Este esquema, como ya se ha mencionado en las diversas reuniones de presentación de estos contratos integrales, ese es el precio que está dispuestos a pagar o a recibir, más bien, estas empresas por cada barril que produzcan.

Y después de dos años de trabajar, ellos le van a presentar a PEMEX Exploración y Producción un plan de desarrollo y explotación que deberá ser aprobado por la empresa y en el cual ellos se comprometen a extraer la reserva y a mantener este costo que nos están diciendo, en el caso particular del bloque carrizo.

**Intervención:** Sí, gracias.

**Intervención:** Araceli, con respecto a la repercusión del contexto macroeconómico global en Petróleos Mexicanos, a mí me gustaría comentar que en el 2009 que fue una situación más extrema, se mantuvo todos los parámetros de producción, de inversión, no hubo necesidad de modificarlos.

No vemos un contexto en el cual se tenga o se prevea que se lleve una modificación, ni del catex, por supuesto, que no es la producción.

La mayor del catex está financiada con recursos propios, vemos estabilidad en los precios de petróleo durante el próximo año y lo mismo en la plataforma de producción.

**Intervención:** Gracias.

**Intervención:** Nuevamente para hacer preguntas marque asterisco uno.

En este momento hemos concluido la sesión de preguntas.

Ahora le doy la palabra al señor Mauricio Alazraqui Pfeffer para comentarios.

**Sr. Mauricio Alazraki Pfeffer:** Muchas gracias a todos por atender esta conferencia y los esperamos para la conferencia del cuarto trimestre del 2011.

Muchas gracias.

--oo0oo--