

México, D.F. Febrero 27 de 2013.

Versión Estenográfica de la Conferencia Telefónica “Resultados de PEMEX al 31 de Diciembre de 2012”, que dieron el Director Corporativo de Finanzas, Mario Beauregard Álvarez; el Director de PEMEX Exploración y Producción, Carlos Morales Gil; y el Director Corporativo de Operaciones, Carlos Murrieta Cummings.

Presentadora: Buenos días y bienvenidos a la conferencia telefónica “Resultados de PEMEX al 31 de diciembre de 2012”, que darán el Director Corporativo de Finanzas, Mario Beauregard Álvarez; el Director de PEMEX Exploración y Producción, Carlos Morales Gil; y el Director Corporativo de Operaciones, Carlos Murrieta Cummings.

Les recordamos que esta conferencia cuenta con una presentación de apoyo. La liga de 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 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 dial webcast.

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 e-conferencia pueden incluir expectativas y proyecciones a futuro, las cuales conllevan riesgos inherentes.

Advertimos que un número de factores importantes pudieran causar resultado, 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, publicada 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 inestables se calculan 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 Rolando. En esta llamada e-conferencia telefónica, hablaremos de los resultados operativos y financieros de 2012.

Durante este año, los ingresos totales ascendieron a mil 647 miles de millones de pesos, alcanzando un nuevo máximo histórico.

La producción de hidrocarburos promedió 3.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La producción de crudo se mantuvo estable, promediando dos mil 548 miles de barriles diarios.

Los impuestos causados también alcanzaron un máximo histórico de 903 mil millones de pesos.

Asimismo, el EBIDTA registró máximo histórico al ubicarse en 1.1 billones de pesos, equivalente a 88 miles de millones de dólares. En este sentido, PEMEX registró un rendimiento neto de 5 miles de millones de pesos.

Finalmente, el gasto en inversión alcanzó 312 mil millones de pesos, logrando también un máximo histórico.

En el año 2012, los precios internacionales del crudo presentaron fluctuaciones derivadas de factores como el entorno económico global, que en términos generales manifiestan las adversidades de la crisis

económica y financiera en Europa, una disminución de la actividad económica en Asia y la frágil recuperación económica en los Estados Unidos.

Por otro lado, el riesgo geopolítico en las regiones de África del Norte y Medio Oriente, así como los estímulos económicos instrumentados por diversos bancos centrales alrededor del mundo, dieron soporte a los precios del crudo.

En 2012, la mezcla mexicana de exportación promedió 101.86 dólares por barril, en tanto que en 2011 el promedio fue de 101.09 dólares por barril.

En lo que respecta al gas natural, el precio de referencia Herry Hub, registró un promedio de 2.75 dólares por millón de BTU's, aproximadamente 30 por ciento menor al promedio registrado en 2011.

Esta diferencia se debió, esencialmente, a la mayor oferta de gas natural en el mercado norteamericano, así como a la acumulación de inventarios y a la presencia de temperaturas templadas en los Estados Unidos y Canadá.

A partir del segundo trimestre de 2012, los precios del gas presentaron una tendencia a la alza como resultado de ajustes graduales en las actividades de explotación de gas, una disminución en el ritmo de acumulación de inventarios y perspectivas de una normalización de las temperaturas de Norteamérica.

Por su parte, los precios de la gasolina en la Costa del Norte del Golfo de México, fueron mayores en aproximadamente 2.5 por ciento a los de 2011, debido principalmente a los movimientos en los precios de crudo y a una mayor demanda de los mercados internacionales, lo que derivó en un incremento en el valor de la exportación de productos refinados de dicha región.

Finalmente, al cierre de 2012, el tipo de cambio registró una apreciación de 7 por ciento respecto al cierre de 2011.

Como hemos señalado en otras ocasiones, las fluctuaciones en el tipo de cambio tiene un impacto considerable en nuestros estados financieros, principalmente en el resultado integral del financiamiento y en el valor de la deuda. Más adelante trataremos estos conceptos.

Ahora cedo la palabra a Carlos Morales Gil, Director General de PEMEX Exploración y Producción para que nos hable de los aspectos más importantes de exploración y producción en 2012.

Ing. Carlos Morales Gil: Gracias Mario, muy buenos días a todos.

En 2012, PEMEX consolidó su estrategia de ampliar el número de activos productivos, así como de estabilizar o aumentar la producción de activos existentes.

La producción de crudo de ubicó en 2 millones 548 mil barriles por día, es decir, .2 por ciento menor al promedio de 2011, esto fundamentalmente debido a que se obtuvo una menor producción de crudo pesado por la declinación natural en campos del activo Cantarell, así como a demoras en la terminación de pozos en dicho activo originadas a su vez por retraso en la contratación de equipos de perforación, consecuencia del aplazamiento de procesos de licitación, así como por las condiciones apretadas del mercado para este tipo de equipos.

Una ligera variación de la producción de crudo súper ligero también derivado, fundamentalmente de la declinación natural de campos en los proyectos Delta del Grijalba de la región sur y crudo ligero marino en la Región Marina Suroeste.

Estas diferencias fueron parcialmente compensadas por un incremento en la producción de crudo ligero de 4.5 por ciento, derivado de mayor producción en los proyectos de Yaxché, Chuc en la Región Marina Suroeste o Barrio Magallanes de la Región Sur y Aceite Terciario del Golfo, en la Región Norte.

También durante 2012 registramos avances importantes en la implementación de estrategias de producción, lo cual consistió en incrementar o, en su caso, estabilizar la producción de campos existentes e incorporar nuevos campos productivos.

En lo que toca al incremento de la producción de campos existentes, en 2012 se observó un incremento importante de un amplio número de campos, entre éstos podemos destacar los incrementos en Sihil, Yaxché y Kab, la producción de estos tres últimos campos en enero del 12 promedió 139 mil barriles por día, en tanto que al cierre del año se ubicó en 218 mil barriles por día, lo que representó un aumento en la producción de 79 mil barriles.

En este sentido, vale la pena mencionar que PEMEX en el transcurso del año logró incrementar la producción en el activo aceite terciario del Golfo en 30 **(falla de audio)** con respecto al promedio del año anterior, apoyándose en la implementación de laboratorios de campo y nuevas tecnologías.

En Cantarell, mediante la administración de la declinación se logró abatir la tasa de disminución de la producción de 1.16 por ciento que se tuvo en 2011, a .17 por ciento en 2012.

Finalmente, los campos Tsimin, Kuil, que iniciaron producción en agosto del mismo año y Pareto, que inició producción en marzo de 2011, son un ejemplo de la estrategia de incorporación de nuevos campos al cierre de 2012.

La producción promedio de estos campos ascendió a 43 mil barriles por día, Tsimin, Kuil y Pareto, subrayan la importancia de las cuencas del sureste para PEMEX debido a su alto potencial, así como por sus características y condiciones que son altamente favorables para su exportación.

En lo que respecta a la producción de gas natural, se observó una disminución de 4 por ciento con respecto al año anterior, lo que se debió principalmente a menor producción de gas no asociado, debido a la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz de la región norte, en respuesta al comportamiento de los precios de gas en el mercado de Norteamérica.

El incidente industrial ocurrido en el mes de septiembre en la central de medición kilómetro 19, lo cual afectó la producción del activo

Burgos. Y también estos dos efectos negativos fueron parcialmente compensados por un aumento en la producción de gas asociado derivado de mayor producción en los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc, de la región marina suroeste y aceite terciario del Golfo de la región norte.

El envío de gas a la atmósfera, se redujo en 49 por ciento con respecto al año anterior, derivado de la instalación de infraestructura para el manejo y transporte de gas en las regiones marinas, la implementación y consolidación del sistema de confiabilidad operacional, así como por la ejecución de estrategias en Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

Producto de lo anterior, durante 2012 el aprovechamiento de gas fue de 98 por ciento.

En términos de infraestructura, cabe subrayar que en 2012, PEMEX enfocó su estrategia de perforación hacia mayor eficiencia y generación de valor, haciendo uso de avances tecnológicos y equipos de última generación.

El promedio de pozos en operación aumentó en mil 125 esencialmente por la apertura de pozos en el activo Poza Rica Altamira, y la terminación e incorporación de pozos en los proyectos Ogarrio, Delta y Grijalba y en el aceite terciario del Golfo.

El número de pozos terminados aumentó en 204 como resultado principalmente de mayor actividad en los proyectos Ogarrio, Antonio J. Bermúdez y aceite terciario.

El número de equipos de perforación en operación se incrementó en ocho equipos respecto a 2011, alcanzando 136 equipos.

Con base en los resultados obtenidos por la actividad exploratoria, se puede mencionar que los pozos ubicados en las cuencas del sureste, así como de aguas profundas, representan los mayores descubrimientos del año.

Entre los pozos exploratorios de 2012, destacan los pozos Colote 101, Zunuapa 401, Teotleco 101 y Navegante 1 en las cuencas del sureste

con los cuales se continúa ampliando el potencial petrolero en dichas formaciones y permitirán ampliar el área de explotación de sus respectivos campos.

El pozo gasífero 1 con el que se confirmó la existencia de hidrocarburos ligeros en la cuenca de Veracruz, con una producción inicial de 820 barriles de aceite ligero y .3 millones de pies cúbicos de gas.

También el pozo arbolero, con el que se continúa ampliando las áreas productoras de gas shale en activo integral Burgos. Arbolero 1 es uno de los primeros pozos en probar las formaciones del jurásico superior pimienta, incorporando un nuevo horizonte productor de gas shale.

Por otro lado, como resultado de la actividad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México, se realizaron hallazgos que confirmaron la presencia de crudo ligero en la provincia del cinturón plegado perdido, el pozo trión, ubicado a 28 kilómetros al sur de la frontera con los Estados Unidos y a 177 kilómetros de la Costa de Tamaulipas.

Fue perforado a dos mil 532 metros de Tigante de Agua, de una profundidad total de 4.5 kilómetros, incluyendo la corteza del lecho marino.

El pozo Supremos 1 se ubica 39 kilómetros al sur de la Frontera con Estados Unidos, y a 250 kilómetros a las costas de Tamaulipas. Fue perforado este pozo en un tirante de agua de dos mil 900 metros, siendo el mayor en la historia de PEMEX y el octavo a nivel mundial. La profundidad total del pozo es superior a los cuatro kilómetros.

Finalmente, se perforó también el pozo Kuná 1 confirmando el potencial petrolífero de la provincia del cinturón plegado de Catemaco, en el activo litoral de Tabasco. Este pozo fue perforado a dos mil 157 metros de Tirante de Agua y se lograron identificar cinco yacimientos de gas húmedo en diferentes intervalos, los cuales tienen profundidades que van desde los dos mil 800 a los cuatro mil 100 metros.

Finalmente, en forma breve quisiera comentarles que durante el cuarto trimestre del año el Consejo de Administración de PEMEX autorizó la tercera ronda de contratos integrales, los cuales corresponden a seis áreas surcadas en el activo aceite terciario del Golfo.

En su conjunto, la seis áreas cuentan con reservas tres P de tres mil 195 millones de barriles de crudo equivalente y 976 millones de barriles de petróleo crudo equivalente también en recursos prospectivos, los cuales representante aproximadamente el 15 por ciento de las áreas y las reservas del activo aceite terciario del Golfo.

El 20 de diciembre de 2012, se publicó la convocatoria oficial de licitación para estas áreas. El 22 de enero del 13 ya se llevó a cabo el primero taller en donde se presentaron las áreas contractuales, los requisitos de licitación y el modelo económico.

La venta de bases de licitación y el modelo económico estará abierta a los participantes hasta el 7 de junio de 2013, el fallo y la adjudicación de estos bloques se espera llevar a cabo el 11 de julio de 2013.

Con esto doy por terminada la sección de Exploración y Producción y cedo la palabra a Carlos Murrieta, Director Corporativo de Operaciones.

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

En 2012 el proceso total de petróleo crudo fue de mil 199 miles de barriles días, 2.8 por ciento superior al proceso registrado en 2011. Lo anterior fue resultado de la normalización de las operaciones de la planta y de sulfuradora de gasóleos de la refinería de Cadereyta, a la estabilización de los procesos en las nuevas plantas de la refinería de Minatitlán y a la programación de ciclos de mantenimiento en el Sistema Nacional de Refinación.

La capacidad utilizada de destilación primaria, registró un descenso de 2.3 puntos porcentuales respecto a 2011, ubicándose en 71.6. Esto se debió al efecto de la incorporación de la nueva capacidad de destilación de la refinería de Minatitlán.

La producción total de petrolíferos aumentó 1.6 por ciento en comparación con 2011, destacando la producción de gasolinas y diésel.

El desempeño del Sistema Nacional de Refinación ha mostrado mejoras operativas, derivadas de un mayor proceso de crudo pesado y una mayor elaboración de productos de mayor valor.

Derivado de lo anterior, el margen variable de refinación aumentó 10 centavos por barril para ubicarse en un margen positivo.

Como lo acabo de mencionar, durante 2012 se lograron avances significativos con la estabilización del proceso en la refinería de Minatitlán, los cuales tuvieron un impacto positivo en los resultados del Sistema Nacional de Refinación.

En primer lugar, con la reconfiguración de incrementó la capacidad de proceso de crudo pesado de la refinería, el cual pasó de 37.5 por ciento en 2011, a 74.8 por ciento en 2012.

Por otra parte, se incrementó la elaboración de productos destilados de mayor valor, como el diésel y la gasolina, que en 2012 incrementaron 53 y 59 por ciento, respectivamente, en comparación con 2011.

En tanto que la producción de productos residuales como el combustóleo disminuyó 49 por ciento en el mismo año.

PEMEX continuará en un proceso de modernización de su planta instalada, así como de sus procesos operativos y administrativos.

En cuanto al proceso de gas natural y producción de gas seco, en 2012 el proceso de gas natural fue 3.2 por ciento menor respecto de 2011 como resultado de una menor disponibilidad de gas húmedo amargo en el sureste y de gas en Burgos, así como por la transferencia de gas para bombeo neumático.

Por su parte, el proceso de condensado disminuyó 11 mil barriles día, debido a menor oferta de condensados amargos y dulces.

Asociado a la menor disponibilidad de gas a proceso, la producción de gas seco disminuyó 1.7 por ciento o lo que es lo mismo, 63 millones de pies cúbicos día.

En relación a lo anterior, la producción de líquidos de gas natural disminuyó 6.2 por ciento.

En este contexto quisiera comentarles que el 16 de enero de 2013 el Consejo Administración de Petróleos Mexicanos autorizó las modificaciones para el proyecto del gasoducto los Ramones, el cual se dividirá en dos fases: La fase uno será desarrollada por la empresa Tax Pay Lines, a través de gasoductos de **(Falla de audio)** y sus filiales. En esta fase se estima una inversión de 800 millones y se espera que entre en operación en diciembre de 2014.

La fase dos, se realizará a través de una licitación pública, el valor total del proyecto se estima que sea de tres mil millones de dólares.

Respecto a la elaboración de petroquímicos, en 2012 se observó una disminución de 18.6 por ciento respecto a 2011, ubicándose en cuatro mil 574 miles de toneladas, esto se debió principalmente a la suspensión temporal de la producción de la cadena de aromáticos como consecuencia de los trabajos de integración de la planta de reformado catalítico en el centro petroquímico La Cangrejera.

No obstante, a finales del año se obtuvo producción de etileno por el rearranque de la planta y a partir de septiembre de operó con reformado importado, lo que permitió la producción de tolueno, hidrocarburo de alto octano, etileno y otros.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la producción de la cadena derivados del metano en forma y/o producción de amoniaco y metanol.

Un aumento en la producción de la cadena derivados del etano por mayor volumen en ventas de etileno y cloruro de vinilo y un aumento en la producción de la cadena de propileno y derivados, principalmente debido a una mayor producción de propilenos.

En el contexto de la industria petroquímica les quisiera informar que el 16 de enero de 2013 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el esquema de trabajo coinversión con Mexiquen, mediante esta coinversión se espera un aumento de la producción de cloruro de vinilo, al mismo tiempo que la industria petroquímica nacional generará mayor valor y será más competitiva a nivel global.

Con esto 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 de 2012, quisiera comentarles los aspectos más relevantes.

Las ventas totales alcanzaron mil 647 miles de **(falla de audio)**, superiores en 6 por ciento a las registradas el año previo. Cabe mencionar que esta cifra representa un máximo histórico.

El rendimiento bruto, aumentó de 4 por ciento a 820 miles de millones de pesos.

El rendimiento de operación aumentó dos por ciento, alcanzando los 908 mil millones de pesos. Y el rendimiento antes de impuestos y derechos aumentó 14 por ciento a 908 mil millones de pesos.

La contribución tributaria también registró un crecimiento del tres por ciento, ascendiendo a 903 mil millones.

Como consecuencia de lo anterior, Pemex registró una utilidad neta de 5 miles de millones de pesos en comparación con la pérdida reportada en 2011.

En 2012 el EVITA fue de mil 145 miles de millones de pesos, lo cual representó un incremento del seis por ciento al EVITA generado en 2011.

Para darles un poco más detalle, en 2012 los ingresos por ventas alcanzaron un máximo histórico de mil 647 miles de millones de pesos,

88 miles de millones más que lo alcanzado en 2011; de mil 558 miles de millones de pesos.

Soportados por la estabilidad de la plataforma de producción y de los precios internacionales de hidrocarburos, así como por incrementos en el volumen y precio de productos de venta en México.

El incremento de seis por ciento en los ingresos por ventas totales fue principalmente resultado de un aumento de tres por ciento en el precio de la gasolina regular en la costa Norteamericana del Golfo de México, de 276 centavos de dólar a 285 centavos de dólar por galón.

Asimismo, se registraron mayores precios de productos de venta en México, tales como en gasolina Magna 12 por ciento y Premium 6 por ciento, diesel 11 por ciento, diesel industrial 12 por ciento, combustóleo 17 por ciento, turbosina 9 por ciento y asfaltos 17 por ciento.

Adicionalmente **(falla de audio de origen)** también registraron incrementos.

Gasolina Premium 45 por ciento, diesel 3 por ciento, diesel industrial 24 por ciento, combustóleo 12 por ciento, turbosina 6 por ciento.

La anterior fue parcialmente compensado por disminuciones en los volúmenes de venta de la gasolina Magna 3 por ciento y asfaltos 9 por ciento.

Finalmente, el precio de la Mezcla Mexicana de Crudo de Exportación registró un incremento marginal de 0.8 por ciento, ubicándose en 101.86 dólares por barril durante 2012.

Por su parte el costo de lo vendido registró un incremento del siete por ciento, lo anterior fue principalmente resultado de un aumento de cinco por ciento en el valor de la compra de productos para reventa, como resultado del incremento en precios de hidrocarburos y sus derivados.

Un incremento de nueve por ciento en la depreciación, así como de 12 por ciento en amortizaciones.

Un aumento de 28 por ciento en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, consecuencia de la actualización de premisas actuariales en línea con el entorno económico y financiero vigente.

En particular debido a la reducción de la tasa de descuento, la cual pasó de 8.81 a 8.35 por ciento.

Un aumento de 12 por ciento en gastos de operación relativos a los costos de venta, principalmente como resultados de incrementos en servicios personales, servicios técnicos pagados al Instituto Mexicano del Petróleo, servicios auxiliares pagados a terceros, arrendamientos varios e indemnizaciones a terceros.

Esto fue parcialmente compensado por disminuciones en honorarios pagados de terceros, regalías, seguros y fianzas, gastos médicos pagados a terceros y en la provisión para gastos de protección ambiental.

Además se registró un incremento de 16 por ciento en conservación y mantenimiento, parcialmente compensado por una disminución de 13 por ciento en gastos de exploración como consecuencia de una menor obtención de información específica.

Por su parte los gastos generales que están integrados por gastos de distribución y gastos de administración aumentaron en 21 por ciento.

En este sentido, los gastos de distribución se incrementaron siete por ciento como resultado de un aumento de nueve por ciento en depreciación, un incremento de 21 por ciento en el costo neto del periodo de beneficios a empleados, consecuencia de la actualización de premisas actuariales ya mencionadas.

Un aumento de cuatro por ciento en gastos de operación relativos a los gastos de distribución, como resultado de cambios en servicios personales, fletes y arrendamientos varios, lo cual fue parcialmente compensado por disminuciones y materiales, regalías, seguros y fianzas.

Asimismo, los gastos de administración aumentaron 25 por ciento, debido principalmente a un incremento de cuatro por ciento en el costo

neto del periodo de beneficios a empleados, consecuencia de la actualización de premisas también ya mencionadas.

Un aumento de ocho por ciento en gastos de operación relativos a gastos de administración, como consecuencia de incrementos en servicios personales, materiales, seguros y fianzas, gastos generales y gastos médicos pagados a terceros, lo cual fue parcialmente compensado por una disminución en arrendamientos varios.

Por lo que toca al resultado integral de financiamiento, éste registró una variación positiva de 88 miles de millones de pesos, registrando un costo de cinco mil millones durante 2012.

Lo anterior fue principalmente consecuencia de una utilidad cambiaria por 45 mil millones de pesos, como resultado de la depreciación del peso respecto al dólar.

Mayores intereses a cargo de Pemex, así como menores intereses a favor, resultado en intereses netos a cargo por **(falla de audio de origen)** miles de millones de pesos.

En cuanto a impuestos y derechos, durante 2012 registraron un nuevo nivel máximo histórico de 903 mil millones de pesos, superando por 28 miles de millones de pesos las contribuciones de 2011.

Dicho monto representó el 55 por ciento de las ventas y el 99 por ciento de la utilidad de operación de la empresa. Este aumento se debe principalmente al instrumento marginal de 0.8 por ciento en el precio de la Mezcla Mexicana de Crudo de Exportación.

Durante el ejercicio contable 2012, Pemex registró una utilidad neta de cinco mil millones de pesos. Y sólo para resumir, esto se debe a mayores ingresos por ventas en el país, un incremento en otros ingresos y una variación positiva en el resultado integral de financiamiento derivado de la ganancia cambiaria ya explicada.

En relación al flujo de efectivo, en 2012 iniciamos con un saldo en caja de 115 miles de millones de pesos. Al 31 de diciembre de 2012 se realizaron las siguientes operaciones:

Se generaron recursos de operaciones equivalentes a 1.2 billones de pesos, se captaron 378 miles de millones a través de actividades de financiamiento que incluyen la utilización de líneas revolventes; lo anterior resultó en un flujo disponible por 11.6 billones de pesos.

Por otro lado, se realizaron pagos de deuda por 351 miles de millones de pesos, que incluyen amortizaciones de líneas revolventes. Asimismo, se llevaron a cabo pagos de intereses por 45 mil millones.

Durante el año se realizaron inversiones por 199 mil millones y se pagaron 926 mil millones en impuestos y derechos.

De esta manera, al 31 de diciembre de 2012 el saldo en caja fue de 119 mil millones de pesos.

Por lo que respecta a la deuda, ésta registró un crecimiento de 0.5 por ciento, como resultado de las actividades de financiamiento equivalentes al pago de deuda y la ganancia cambiaria.

La deuda neta al cierre de 2012 se ubicó en 667 miles de millones de pesos, comparable a la deuda neta al 31 de diciembre de 2011, que fue de 668 miles de millones.

Como podemos apreciar en la gráfica inferior de la lámina, a pesar de que la deuda ha mostrado un incremento, el múltiplo de deuda sobre ventas a disminuido en los últimos tres años; lo que indica que la capacidad de Pemex de hacer frente a sus compromisos de deuda se ha incrementado.

Entre las colocaciones realizadas en 2012 podemos destacar las siguientes:

El bono por 2.1 miles de millones de dólares emitido al 24 de enero, con vencimiento en el año 2022 y cupón semestral de 4.87 a 5 por ciento anual, de los cuales cien millones de dólares fueron colocados en el mercado asiático.

Asimismo, el 26 de junio se llevó a cabo la emisión de un bono por un total de 1.75 millones de dólares, con vencimiento en 2044 y un cupón de 5.5 por ciento anual.

El 19 de octubre se reabrió dicho bono por mil millones de dólares adicionales.

El 29 de noviembre se realizó una emisión de certificados bursátiles por un monto de 25 mil millones de pesos en tres tramos.

Cabe mencionar que esta es la emisión más grande realizada por un corporativo en México.

Finalmente, el 30 de enero de este año, de 2013, Petróleos Mexicanos emitió un bono por 2.1 miles de millones de dólares, de los cuales cien millones de dólares fueron colocados en el mercado asiático, a un plazo de diez años, con vencimiento en 2023 y un cupón de tres y medio por ciento anual.

Esta emisión con la menor sobrecaja en la historia que ha pagado en la empresa de 170 puntos base contra el bono comparable del Tesoro de los Estados Unidos de América.

Quisiera agregar que al 31 de diciembre del 2012, Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por 1.25 miles de millones de dólares, diez mil millones de pesos, los cuales se encuentran disponibles en su totalidad.

Con respecto a la inversión de la empresa, en los últimos años este rubro ha crecido gradualmente adecuándose a las necesidades de Pemex.

En 2012 se alcanzó un máximo de inversión de 24 mil millones de dólares, lo que representó un ejercicio mayor al cien por ciento del presupuesto aprobado.

Para 2013 el presupuesto aprobado para Pemex es de 25 mil millones de dólares, de los cuales 79 por ciento se destinará a actividades de exploración y producción, 17 por ciento a actividades de refinación y el resto a los procesos de Gas y Petroquímica.

Para este año esperamos un endeudamiento neto de aproximadamente 3.3 miles de millones de dólares, con lo que

esperamos financiar gran parte de nuestras inversiones y pagos de deuda con recursos generados por la operación.

Y en cuanto al Programa de Financiamientos para 2013, esperamos realizar operaciones por aproximadamente diez mil millones de dólares diversificados en los mercados internacionales, incluyendo la emisión realizada el 30 de enero por 2.1 miles de millones de dólares que ya comenté.

También en mercados locales, el mercado bancario y con agencias de crédito a la exportación, entre otros.

Con esto damos por terminada la sesión financiera.

Por último, me gustaría simplemente recalcar los principales aspectos del 2012:

Los ingresos totales ascendieron a mil 647 miles de millones de pesos, alcanzando un nuevo máximo histórico.

La producción de hidrocarburos promedió 3.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La producción de crudo se mantuvo estable promediando dos mil 548 miles de barriles diarios.

Los impuestos causados también alcanzaron un máximo histórico de 903 mil millones de pesos.

El EVITA registró un máximo al ubicarse en mil 145 miles de millones, equivalente a 88 miles de millones de dólares.

En este sentido, Pemex registró un rendimiento neto de cinco mil millones de pesos.

Finalmente, el gasto en inversión alcanzó 312 mil millones de pesos, logrando también un máximo histórico.

Ahora abrimos la línea para preguntas y respuestas.

Muchas gracias por su atención.

Presentadora: Gracias.

Ahora comenzaremos la sesión de preguntas. Si tiene una pregunta favor de oprimir la estrella y luego el 1 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 el 1 en su teléfono.

Un momento por favor.

La primera pregunta viene de Luana Haotzinger, de GPM. Por favor exprese su pregunta.

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

Tengo dos preguntas. Me gustaría saber si hay algún directivo de largo plazo para la relación de la producción de petróleo de Pemex.

Y mi segunda pregunta sería más para la parte de Exploración y Producción. Dado que 80 por ciento de los campos productores de Pemex son campos en etapas más maduras, en etapas ya de exploración, me gustaría saber si hay alguna posibilidad de algún programa para revertir esa situación para intentar disminuir la declinación que estos campos más maduros van a sufrir con el tiempo.

Muchas gracias.

Respuesta: Muchas gracias.

En relación a la primera de las preguntas, la relación reserva-producción que hemos venido registrando en los últimos años va a

tener un ligero incremento una vez que haya este reporte de reservas al cierre del 2012.

Estos datos de reservas serán publicados próximamente, como saben tradicionalmente el 18 de marzo se publica esa información.

Pero sí podemos anticipar que esa relación entre la reserva y la producción para la reserva probada se mantiene por arriba de los diez años, para el caso de la reserva 2-P se mantiene por arriba de los 20 años y para el caso de la reserva 3-P alrededor de los 30 años, que son los datos que tenemos al año anterior.

En relación al programa que tiene Pemex para desarrollar nuevas reservas, esto es como saben ustedes, el proceso de exploración y producción inicia con la evaluación de las cuencas para después seguir con la incorporación de reservas, es un desarrollo y, finalmente, la producción.

La cartera de proyectos que tiene Petróleos Mexicanos engloban todas estas partes del proceso. Tenemos hoy una actividad exploratoria muy importante que nos está dando descubrimientos como los que se mencionaron durante la conferencia.

Tenemos descubrimientos muy importantes en tierra, en aguas someras, en aguas profundas, en Shale Gas, en Shale Oil, y esos descubrimientos que estamos teniendo hoy son descubrimientos que mañana van a ser desarrollados y van a ser los campos que van a soportar la producción en el futuro y van a permitir no sólo sostener la producción, sino incrementarla a pesar de la declinación de los campos maduros.

Presentadora: Nuevamente. Si tiene alguna pregunta oprima estrella y luego el 1 en su teléfono.

Un momento por favor.

En este momento no tenemos nadie más con preguntas.

Respuesta: Recibimos una pregunta por el webcam:

“Respecto de si los pozos de aguas profundas entre el límite marino México-Estadounidense”.

“¿Me podría explicar si ya se tienen detectadas más estructuras geológicas a perforar y si en el dado caso dichas estructuras nos dieran resultados positivos?”.

“¿Me podría decir cómo sería la interacción para extraer dichos hidrocarburos por ambos países?”.

Déjeme comentar que Pemex tiene un programa exploratorio bastante intenso en lo que se llama el Cinturón Plegado Perdido, que se encuentra en la zona limítrofe con los Estados Unidos.

Las estructuras que hemos descubierto hasta el momento que son Trión y Supremos, no son yacimientos transfronterizos, no constituyen yacimientos transfronterizos; es necesario perforar los pozos y hacer pruebas en las siguientes estructuras que vamos a perforar que tenemos ya un buen número, tenemos más de 40 estructuras susceptibles de ser perforadas en la zona, pero ninguna de ellas – hasta el momento- tenemos evidencia de que constituya yacimientos transfronterizos.

Si se diera el caso de encontrar un yacimiento transfronterizo, es importante comentar que México y Estados Unidos firmaron un acuerdo para los yacimientos transfronterizos, que básicamente consisten en la aplicación de los criterios de unitización que se aplican en todo el mundo cuando ocurre esto.

Presentadora: Nuevamente. Si tiene una pregunta oprima estrella y luego el 1 en su teléfono.

Un momento por favor.

En este momento no tenemos nadie más con preguntas.

En este momento le cedo la palabra al señor Mario Beauregard Álvarez.

Ing. Mario Beauregard Álvarez: Solamente para agradecerles su atención y saben que estamos a sus órdenes en nuestra página de relación con inversionistas para cualquier duda que tengan sobre Pemex.

Muchas gracias.

--- 0 ---