

**México, D.F., 27 de febrero de 2014.**

**Versión estenográfica de la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 31 de diciembre de 2013.**

**Presentadora:** Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 31 de diciembre de 2013 que darán el Director Corporativo de Finanzas, Mario Beauregard Álvarez; el Encargado del Despacho de Exploración y Producción, Gustavo Hernández; y el Director Corporativo de Operaciones, Carlos Murrieta.

Les recordamos que esta conferencia cuenta con una presentación de apoyo. La liga para la presentación se encuentra disponible a través de la página de internet de PEMEX: [www.pemex.com](http://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 vía webcam.

Ahora tengo 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. 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 nuestro Director Corporativo de Finanzas, Mario

**Mario Beauregard:** Muchas gracias, Rolando.

En esta llamada en conferencia hablaremos de los resultados operativos y financieros de PEMEX al cierre de 2013, y quisiera iniciar esta llamada platicando brevemente de la Reforma Energética que promulgó el Presidente de la República, Enrique Peña Nieto, el 20 de diciembre de 2013.

La promulgación de la Reforma Energética es un evento que sin lugar a dudas cambiará el rumbo del sector energético mexicano y con ello el de Petróleos Mexicanos.

A través de extensa negociación y colaboración, el Senado de la República, la Cámara de Diputados y los congresos locales dieron lugar a lo que posiblemente será uno de los eventos socioeconómicos más importantes de la historia moderna de México.

PEMEX no es ajeno a los acontecimientos de la industria global y cada día requiere de mayores recursos tecnológicos y financieros para la exploración, explotación, transporte, procesamiento y distribución de hidrocarburos.

A pesar de los grandes recursos petroleros con los que cuenta México, la complejidad ha cambiado. Adicionalmente, la creciente demanda nacional y la generación de actividad económica que energía más barata ha generado en Estados Unidos acrecentó la necesidad de modernizar el sector energético mexicano y sentar las bases para lo que bien podrá ser uno de los modelos más vanguardistas a nivel mundial y una mayor fuente de prosperidad nacional.

Entre otros muchos beneficios se prevé que con la Reforma Energética aumente la inversión directa en la industria nacional, que

fomente la creación de empleos, crezca la producción de hidrocarburos e impulse la transformación de PEMEX en una empresa más eficiente, rentable y competitiva, a la par con las principales empresas productoras de petróleo en el mundo.

Con la Reforma Energética se abren nuevas oportunidades de inversión en la industria petrolera mexicana a lo largo de la cadena de valor. Estas oportunidades se dan compartidas entre el Estado Mexicano y los participantes operadores de la industria, incluyendo a PEMEX, a través de distintas modalidades de contrato, los cuales toman en cuenta prácticas internacionales de países con industrias desarrolladas de extracción y procesamiento de hidrocarburos.

Es importante mencionar que PEMEX no estará obligado a participar a todos los contratos que feliciten o concursen. Adicionalmente todos los operadores, incluyendo a PEMEX podrán reconocer los beneficios esperados en sus registros contables; esto de conformidad con prácticas internacionales, por lo que el nuevo modelo energético mexicano se apega a los estándares de registro y auditoría más avanzados y de mayor implementación a nivel mundial.

Con esto el sector energético mexicano se abre a la posibilidad de la participación de empresas privadas, compañías petroleras nacionales y compañías especializadas a lo largo de la cadena de valor; esto es en exploración, extracción, transformación, transporte, almacenamiento y distribución.

El gobierno mexicano delimitó tiempos y objetivos específicos, a fin de ejecutar las reformas de manera expedita.

Bajo la Ronda Cero PEMEX presentará a la Secretaría de Energía, a más tardar el 21 de marzo, los bloques y regiones donde considera prioritaria su participación en actividades de exploración y producción.

Dicha revisión deberá ser resuelta dentro de los 180 días a partir de la fecha en que presentemos a SENER nuestra propuesta.

Los bloques se determinarán con base a la experiencia adquirida, capacidad financiera y ventaja competitiva que tiene PEMEX sobre los mismos, a beneficio del Estado Mexicano.

En paralelo el Congreso se encuentra definiendo las leyes secundarias del sector energético. Asimismo, dentro de un plazo de 24 meses PEMEX se convertirá en una empresa productiva del Estado y dejará de ser una entidad pública descentralizada.

Las Leyes Secundarias definirán el nuevo marco regulatorio del sector y de Petróleos Mexicanos. Pensamos y esperamos que este proceso se realice dentro de los tiempos acordados y en la misma tónica en la que se llevaron a cabo los cambios constitucionales

En lo que toca a PEMEX, las implicaciones de una empresa productiva del Estado, además de otros cambios que se irán dando gradualmente, como el de la estructura corporativa, pensamos que tendrán un impacto positivo en eficiencia, el proceso de toma de decisiones, la asignación de recursos, entre otros, lo que le permitirá a PEMEX seguir siendo la empresa líder en México y una de las más importantes de petróleo y gas a nivel mundial.

Ahora cedo la palabra a Gustavo Hernández, Encargado del Despacho de PEMEX Exploración y Producción, para que nos hable de los aspectos más importantes de exploración y producción durante el año.

**Gustavo Hernández:** Gracias, Mario. Buenos días. Y gracias por acompañarnos.

Como ya lo mencionó Mario, durante el 2013 en Exploración y Producción se enfrentaron retos operativos que hoy son característicos en la industria global, hay una complejidad, una menor volumetría y mayores requerimientos de tecnología y de capital.

En el 2013 la producción de crudo se ubicó en dos millones 522 mil barriles por día, es decir, 26 mil barriles diarios menos al promedio de 2012; esto es sólo el uno por ciento, debido a una menor producción de crudo pesado en 1.4 por ciento debido a la declinación natural de campos y el incremento del flujo fraccional de agua en el Activo Cantarell, también a una menor producción de crudo súper ligero en 5.7 por ciento, derivado principalmente de la declinación natural de campos en los proyectos Delta del Grijalva y Crudo Ligero Marino.

Sin embargo, sí destaca por su incremento el campo Tsimin, el cual pasó de producir cuatro mil barriles por día en el 2012 a 25 mil barriles por día en el 2013 como promedio.

Las diferencias anteriores fueron parcialmente compensadas por un incremento en la producción de crudo ligero de 1.6 por ciento, derivado de mayor producción en los campos Kuil, Onel y Chuhuk, del Activo Abkatún-Pol-Chuc; Tsimin, del Activo Litoral de Tabasco; Kambesah, del Activo Cantarell; y Gasífero, del Activo Veracruz.

La incorporación de nuevos campos.

En este sentido quisiera destacar que el desarrollo de este conjunto de campos inició en julio del 2012 y a excepción de Gasífero, todos se localizan en las cuencas del sureste, subrayando la importancia y el potencial petrolero de dicha zona y las capacidades tecnológicas y de infraestructura de PEMEX en dicha región.

Al igual que gran parte de la industria, PEMEX ha migrado hacia un mayor número de campos con menores contenidos volumétricos y con mayor grado de complejidad, lo que implica mayores requerimientos financieros y tecnológicos.

Las cuencas del sureste siguen siendo la región con mayor potencial petrolero en México, pero –como ya lo mencioné– seguirán requiriendo avances tecnológicos y de procesos para su explotación oportuna y eficiente. Durante el 2013 la producción de este conjunto de campos alcanzó 171 mil barriles.

En 2013 la producción de gas natural se mantuvo estable, alcanzando cinco mil 679 millones de pies cúbicos diarios, lo que se debió fundamentalmente a un incremento en la producción de gas asociado proveniente de los Activos Ku Maloob Zaap, Abkatún-Pol-Chuc y Burgos, éste último por el desarrollo del campo Nejo; no obstante, el decremento de la producción de gas no asociado por la declinación del Activo Veracruz.

En lo que se refiere al envío de gas a la atmósfera, éste representó 2.2 por ciento sobre la producción total, con lo que el aprovechamiento de gas natural ascendió a 97.8 por ciento.

Aquí quisiera recalcar que de acuerdo a las disposiciones técnicas para evitar o reducir el venteo de gas emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el nivel máximo autorizado de venteo de gas para el 2013 fue de 214.8 millones de pies cúbicos diarios. Durante el año el volumen promedio de gas enviado a la atmósfera ascendió a 124 millones, por lo que PEMEX cumplió por un amplio margen las disposiciones establecidas por la CNH.

En el 2013 PEMEX continúa enfocando su estrategia de perforación hacia mayor eficiencia y generación de labor, haciendo uso de avances tecnológicos y equipos de última generación.

En el 2013 el promedio de pozos en operación aumentó en 397 pozos respecto a 2012.

El número de pozos terminados disminuyó en 415 pozos como resultado principalmente de menor actividad programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo o ATG, Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte.

Cabe mencionar que en el 2013 se incorporaron 36 pozos horizontales en el Activo Aceite Terciario del Golfo, con lo que al cierre del año el número de pozos no convencionales en dicho activo ascendió a 44.

Estos pozos representaron el 1.7 por ciento del total de pozos en operación en el activo, pero el 14 por ciento de la producción. Esto es, a través de la innovación y desarrollo de tecnología PEMEX ha logrado implementar métodos más eficaces para la explotación de una de las regiones con mayor potencial petrolero, pero también de mayor complejidad geológica en México.

La terminación de pozos exploratorios ascendió a 38, dirigida por la actividad en los Activos Burgos y Tampico-Misantla-Golfo.

La obtención de información sísmica bidimensional aumentó cuatro por ciento, enfocándose en la prospección de localización el de

hidrocarburos en lutitas, destacando el estudio sur de Burgos 2D y a la obtención de mayor información en las cuencas del sureste, en esta región destacando el estudio Zapatero-Pénjamo en la sierra de Chiapas.

La obtención de información sísmica tridimensional se redujo por la transición de la fase de adquisición a la fase de estudio e interpretación de posibles zonas productoras.

En el transcurso del 2013 PEMEX enfocó sus esfuerzos exploratorios en tres prospectos productores: En las cuencas del sureste, donde se perforaron pozos como el Xux 1 Delimitador, Miztón 1, Tsimin 1 y Tson 201, cuya producción promedio inicial fue cerca de 2.8 miles de barriles diarios.

Con estos descubrimientos se continúa ampliando y confirmando el patrimonio petrolero en las cuencas del sureste y, en su caso, se extiende el área de explotación de sus respectivos campos.

En aguas profundas, en el Proyecto Área Perdido, los pozos Maximino 1 y Exploratus 1 continuaron confirmando el potencial en dicha región del Golfo de México.

Cabe mencionar que Maximino 1 es el pozo con el mayor tirante de agua en México, con dos mil 919 metros, lo que también evidencia el desarrollo de capacidades de la empresa en nuevas regiones productoras de alta complejidad.

En este sentido, en el 2013 PEMEX obtuvo importantes avances en el Proyecto Lakach, como la terminación del pozo Lakach 21, que es el primer pozo de desarrollo en aguas profundas de México. Se espera iniciar la explotación del campo Lakach hacia finales del año 2014.

Los recursos en lutitas en el noreste mexicano, particularmente en la Cuenca de Burgos, continuaron los esfuerzos exploratorios para obtener mayor información sobre el potencial de los recursos de lutitas en dicha región del país.

El éxito de la actividad exploratoria en la Cuenca de Burgos corrobora la expansión de zonas y áreas geológicas productoras en Estados

Unidos en territorio mexicano, específicamente lo que se conoce como Eagle Ford.

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

Muchas gracias.

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

En 2013 los procesos de crudo y gas natural, así como la producción de gas seco y la elaboración de productos refinados y petroquímicos registraron una tendencia a la alza.

Esto fue producto de modernización de plantas y procesos operativos con enfoque a la seguridad, confiabilidad y generación de valor.

El proceso total de crudo fue de mil 222 miles de barriles día, 1.9 por ciento superior al proceso registrado en 2012. Lo anterior fue resultado del mayor proceso de crudo en la Refinería de Minatitlán, por la normalización de operaciones de plantas de proyectos de la reconfiguración.

La proporción de crudo pesado en el proceso total de crudo del Sistema Nacional de Refinación fue 40.3 por ciento en seguimiento a la estrategia de reducir la producción de productos residuales en las refinerías del centro del país y evitar con ello un impacto en el proceso de crudo por limitaciones logísticas.

Como resultado de lo anterior, la capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 1.5 por ciento respecto a 2012, ubicándose en 73.1 por ciento.

En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 3.7 por ciento, destacando mayor producción de gasolina, diésel y turbosina, en tanto que se redujo la producción de combustóleo.

El incremento en el proceso de crudo, la mayor elaboración de productos ligeros e intermedios y el incremento en la capacidad



utilizada implicaron importantes avances del desempeño operativo del Sistema Nacional de Refinación.

Sin embargo, el margen variable de refinación al cierre de 2013 disminuyó a menos 1.84 dólares por barril de 0.01 por barril al cierre de 2012, lo que se debió esencialmente al comportamiento de los precios internacionales de crudo y productos refinados.

En cuanto al proceso de gas, en 2013 el proceso fue 0.5 por ciento mayor respecto a 2012 como resultado de una mayor oferta de gas húmedo dulce de la Región Norte.

Asimismo, el proceso de condensados fue mayor 1.3 por ciento debido a la mayor oferta de condensados dulces de la Región Norte.

Como consecuencia de lo anterior, la producción de gas seco aumentó en 1.8 por ciento, 65 millones de pies cúbicos día, en tanto que la producción de líquido del gas natural disminuyó uno por ciento debido a menor oferta del gas húmedo amargo en las Regiones Marina.

Respecto a la elaboración de petroquímicos, se observó un incremento del 12.5 por ciento, ubicándose en cinco mil 455 millones de toneladas. Esto se debió principalmente a un aumento de 442 millones de toneladas en la cadena de aromáticos, debido al proceso de estabilización de la unidad PCR y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el Complejo La Cangrejera.

Como resultado del incremento en la cadena de aromáticos y derivados, otros petroquímicos registraron aumentos, en particular hidrogeno, pentanos, benceno, tolueno y xileno.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un descenso en la cadena de derivados del metano de 18 millones de toneladas, debido principalmente a menor producción de amoniaco como resultado de menor demanda, consecuencia de los factores climatológicos que afectaron las zonas agrícolas en territorio mexicano.

Un descenso en la cadena de derivados del etano de 136 millones de toneladas, debido a que a partir del 12 de septiembre del 2013 la

producción del Complejo Petroquímico Pajarito se transfirió a la coinversión entre PEMEX Petroquímica y la compañía Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V., por lo que la producción de cloruro de vinilo y etileno dejó de ser parte del registro.

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

**Mario Beauregard:** Muchas gracias, Carlos.

Empezaríamos esta sección abonando primero el entorno en el que tuvimos que enfrentar durante el 2013.

Durante este año la mezcla mexicana, al igual que otras referencias internacionales del crudo, presentaron descensos respecto a los precios del 2012, derivado principalmente de una menor percepción de riesgo geopolítico en algunos países de África del Norte y Medio Oriente, la acumulación gradual de inventarios en Estados Unidos y la incertidumbre en torno a la reducción gradual de estímulos monetarios que realizará la reserva federal de Estados Unidos.

Durante el 2013 la mezcla mexicana de exportación promedió 98.54 dólares por barril, en tanto que en 2012 el promedio fue de 101.86 dólares por barril.

Cabe mencionar que durante el segundo semestre del 2013 el crudo de referencia WTI observó un incremento sobre la mezcla mexicana derivado de operaciones que se han emprendido en los Estados Unidos para movilizar inventarios de crudo del centro y zonas productoras del país hacia el Golfo de México. Un ejemplo de esto es el cambio del flujo del oleoducto Magueyal.

En lo que toca a gas natural el precio de referencia Henry Hub promedió durante 2013, 3.75 dólares por millón de BTUs en comparación a 2.36 dólares por millón de BTUs durante el 2012.

El incremento en los precios durante el año se atribuyó principalmente a una mayor demanda de gas natural durante los primeros trimestres del año, menor acumulación de inventarios, así como ajustes

graduales, actividades de explotación de gas natural en Estados Unidos.

No obstante, hacia finales del cuarto trimestre de 2013, los precios del gas mostraron un repunte muy importante derivado de condiciones climatológicas en los Estados Unidos y de una reducción considerable de inventarios.

En 2013 los precios de la gasolina en la costa norteamericana del Golfo de México fueron 3.2 por ciento inferiores a los observados durante el 2012, debido principalmente a la acumulación de inventarios y a una mayor utilización de la capacidad instalada por el incremento en el abasto de insumos en el mercado de Estados Unidos.

Finalmente, el peso registró una depreciación respecto al dólar, al desplazarse de 13.01 pesos por dólar al cierre del 2012 a 13.08 pesos al cierre de 2013.

En gran medida las fluctuaciones en el tipo de cambio se debieron a la incertidumbre en torno a la disminución gradual de estímulos monetarios implementados por las reservas federales de Estados Unidos, riesgo geopolítico en ciertos países de África del Norte y Medio Oriente, así como por la volatilidad que resultó del aplazamiento de las negociaciones presupuestales en el Congreso de Estados Unidos.

Las fluctuaciones del tipo de cambio tienen un impacto considerable en nuestros estados financieros, a los que más adelante nos referiremos.

Ahora abordaremos la sección de resultados financieros.

En cuanto a los resultados financieros, quisiera comentarles los siguientes aspectos que considero son los más relevantes.

La disminución en precios internacionales de referencia del crudo y sus derivados, así como menores volúmenes comercializados de esos productos tuvieron un efecto adverso en las ventas totales, las cuales registraron una reducción de dos por ciento.

Por otra parte, la disminución en costos fue inferior a la de los ingresos, debido a los costos incrementales propios de la industria y a costos fijos que PEMEX enfrenta.

La empresa, al igual que el resto de la industria global, enfrenta costos con tendencia a la alza.

Como consecuencia, el rendimiento bruto se redujo en casi tres por ciento derivado de menores importaciones y menores precios de referencia de gasolinas automotrices.

El rendimiento de operación disminuyó 20 por ciento, la variación que se observa entre el rendimiento bruto y el rendimiento de operación explica principalmente por una disminución de 69 por ciento en otros ingresos, la cual se debe a una menor acreditación del IEPS como resultado 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 de 23 por ciento, debido a que en 2013 hubo una pérdida cambiaria de casi 49 mil millones de pesos, mayor en comparación a la cifra observada en 2012.

Los impuestos y derechos disminuyeron cuatro por ciento, debido principalmente a la reducción en el precio de la mezcla. No obstante lo anterior, la carga fiscal como porcentaje del rendimiento antes de impuestos y derechos fue de 124 por ciento en comparación a 100 por ciento del 2012.

Los efectos antes mencionados generaron una pérdida neta de 169 mil millones de pesos en comparación con el rendimiento neto de 2 mil 600 millones de pesos observado en 2012.

La generación de EBITDA durante 2013 fue de 993 mil millones de pesos o 76 mil millones de pesos.

Entrando a más detalle, las ventas totales de 2013 cayeron dos por ciento o casi 39 mil millones de pesos, como consecuencia de menores precios internacionales de referencia de crudo y sus

derivados, así como menores volúmenes comercializados de esos productos.

Sin embargo, en lo que se refiere al gas natural las ventas domésticas aumentaron 38 por ciento, tanto por un incremento de 59 por ciento en precios como de dos por ciento en el volumen vendido.

Las exportaciones disminuyeron 11 por ciento por una reducción de tres por ciento en el precio de la mezcla mexicana de exportación, del cinco por ciento en el volumen exportado, debido a mayor proceso de crudo en las refinerías de PEMEX.

Las ventas en México de combustóleo disminuyeron 29 por ciento, por una reducción de 12 por ciento en el volumen y de 11 por ciento en el precio.

La reducción en el volumen vendido de combustóleo obedeció a modificaciones en los procesos para incrementar la producción de refinados de mayor valor agregado y disminuir la de refinados de menor valor agregado.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 10 por ciento en las ventas en México de gasolina, derivado de incrementos en los precios de los consumidores finales. Es importante mencionar que este incremento no incluye el efecto de la acreditación del IEPS.

El costo de ventas registró una disminución de dos por ciento, debido principalmente a una reducción en compras de productos para reventa, tanto por menores precios de referencia como menores volúmenes.

Dado que la disminución en el costo de ventas fue menor a los ingresos por ventas totales, el rendimiento bruto cayó aproximadamente tres por ciento.

Como lo mencionamos anteriormente, PEMEX no está exento de los incrementos en costos observados en la industria.

Adicionalmente, el costo neto del periodo de beneficios ampliados, así como la depreciación y amortización, aumentaron 19 y 25 por ciento, respectivamente.

Por su parte, otros ingresos disminuyeron casi 70 por ciento, debido principalmente a una menor acreditación del IEPS derivado de la convergencia entre los precios nacionales y los precios de referencia de la costa norteamericana del Golfo de México.

Por lo anterior, el rendimiento de operación disminuyó 20 por ciento o 167 mil millones de pesos.

En 2013 la pérdida neta fue de 170 mil millones de pesos, consecuencia de los efectos que ya hemos mencionado, así como por una pérdida cambiaria de cuatro mil millones de pesos, derivada de la depreciación del peso respecto al dólar, en comparación con la depreciación que se observó en el 2012.

Asimismo, el pago de impuestos y derechos, aunque disminuyó respecto del 2012, representó un porcentaje más alto del rendimiento antes de impuestos.

En 2012 este porcentaje fue casi de 100 por ciento, 98 por ciento, mientras que en 2013 fue del 124 por ciento.

No obstante, en 2013 se registró una utilidad integral de 84 mil millones de pesos, como consecuencia de un incremento en otros resultados integrales que ascendieron a 253 mil millones de pesos, debido principalmente a la diferencia entre la tasa de descuento para el cálculo del pasivo laboral de 2012, que fue de 6.90 por ciento con respecto a la que se utilizó en 2013, que ascendió a 8.45 por ciento.

La deuda total registró un aumento de siete por ciento por mayores actividades de financiamiento.

La deuda neta, es decir, el resultado de restarle a la deuda total el efectivo y sus equivalentes, ascendió a 761 mil millones de pesos, 14 por ciento mayor a la registrada al 31 de diciembre de 2012.

Durante 2013 se realizaron actividades de financiamiento por 11.1 miles de millones de dólares.

El monto total de emisiones en dólares y euros en mercados internacionales ascendió a 6.9 miles de millones de dólares.

En el mercado de deuda local se emitieron 30 mil millones de pesos, equivalentes a 2.3 miles de millones de dólares.

Asimismo, se captaron 1.9 miles de millones de dólares mediante otro tipo de financiamientos, principalmente ECAs, que son las Agencias de Crédito a la Exportación, por sus siglas en inglés.

El total de amortizaciones realizadas en 2013 fue de 6.4 miles de millones de dólares; por lo tanto, el endeudamiento neto fue de 4.7 mil millones de dólares.

La estrategia de financiamientos fue enfocada en los mercados de mayor profundidad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando ventanas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimientos sin concentraciones.

En 2013 y los primeros meses de 2014 se han presentado grandes desafíos en los mercados, tales como el cierre de negociaciones en el Congreso de los Estados Unidos, emisiones en Medio Oriente, la debilidad de algunos mercados emergentes, incertidumbre por la reducción de estímulos monetarios por parte de la reserva federal de los Estados Unidos.

No obstante, Petróleos Mexicanos ha ejecutado sus programas de ejercer financiamiento exitosamente.

A continuación quisiéramos destacar las siguientes transacciones:

El 30 de enero de 2013 se emitieron bonos por dos mil 100 millones de dólares con un cupón de 3.5 por ciento, el cual es el más bajo en la historia de PEMEX en emisiones a 10 años. En esta transacción la demanda fue cuatro veces superior al monto emitido.

El 18 de julio se realizó una emisión de tres mil millones de dólares en cuatro tramos.

Después de que el Presidente de la Reserva Federal de los Estados Unidos insinuara cambios en la política monetaria en dicho país, PEMEX fue el primer emisor latinoamericano que colocó deuda en los mercados internacionales y el primer emisor de mercados emergentes en colocar un bono a 30 años.

La demanda observada en esta emisión fue seis veces superior al monto anunciado.

El 19 y 30 de septiembre, así como el 4 de noviembre, se emitieron bonos por mil 500 millones de dólares con vencimiento en 2024. Esos bonos cuentan con la garantía del Export-Import Bank de los Estados Unidos.

El 27 de noviembre se emitieron bonos por mil 300 millones de euros con vencimiento en 2020 y cupón de 3.125 por ciento, el cual representa el menor cupón emitido en euros por PEMEX.

Asimismo, ésta fue la primera emisión en euros en los últimos cinco años, la demanda alcanzó aproximadamente cinco veces el monto emitido.

El 23 de enero de 2014 se emitieron bonos, eso ya en 2014, por cuatro mil millones de dólares en tres tramos, 500 millones con vencimiento en 2019 y cupón de 3.125 por ciento; de apertura, por 500 millones del bono de vencimiento en 2024 y cupón de 4.875 por ciento, y tres mil millones con vencimiento en 2045 y cupón de 6.375 por ciento.

El monto total demandado en esta emisión fue aproximadamente 10 veces el monto originalmente anunciado de tres mil millones de dólares, lo cual representa la mayor demanda recibida y el mayor monto colocado en los mercados internacionales en la historia de PEMEX.

Es importante mencionar que a pesar de las situaciones observadas en las casas de interés, los diferenciales de PEMEX han tenido una



tendencia a la baja, lo cual se debe a diversos factores, entre ellos mejoras en la calificación crediticia y expectativas favorables para la empresa ante la Reforma Energética.

El Programa de Financiamientos de 2014 contempla realizar operaciones por 14.7 miles de millones de dólares distribuidos en diferentes mercados y tipos de instrumento.

Los pagos de deuda estimados para el 2014, es decir, las amortizaciones, son de cinco mil millones de dólares, por lo que el endeudamiento neto será de aproximadamente 9.7 miles de millones de dólares.

Nuestra expectativa es que los múltiplos de deuda sobre ventas, deuda sobre Ebitda, se mantengan en rangos saludables debido a la importante generación de flujo que presenta la empresa.

En cuanto al Programa de Inversión de 2014, el Presupuesto de Inversión asciende a 27.7 mil millones de dólares, de los cuales el 85 por ciento se destinarán a exploración y producción y el resto a la cadena de transformación de energía.

Para finalizar, quisiera destacar algunos aspectos de los resultados de 2013.

Los ingresos totales ascendieron a mil 608 miles de millones de pesos.

La producción total de hidrocarburos promedió tres mil 653 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente.

La producción de crudo promedió dos mil 522 miles de barriles diarios.

Los impuestos causados alcanzaron 865 mil millones de pesos. Esto representó el 124 por ciento del rendimiento antes de impuestos en comparación al 100 por ciento del 2012.

El Ebitda fue de 993 mil millones de pesos.

PEMEX registró una pérdida neta de 169 mil millones de pesos; no obstante, considerando otros resultados integrales, se registró una utilidad integral de 84 mil millones de pesos.

Muchas gracias.

Y abrimos la sesión de preguntas y respuestas.

**Presentadora:** Ahora procederemos con la sesión de preguntas y respuestas. Si tiene una pregunta, usted puede enviarla usando el chat en el webcast, o puede presionar el asterisco y luego el uno en su teléfono y abriremos su línea.

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

Si está usando un teléfono de altavoz, tendrá que levantar el auricular antes de oprimir los botones.

Una vez más, si tiene alguna pregunta, oprima asterisco y luego el uno en su teléfono o envíela por el chat en el webcast.

Hemos recibido una pregunta por el webcast. Adelante, por favor.

**Respuesta:** Tenemos una pregunta vía webcast, ahora le damos lectura y respuesta.

Dice la pregunta: Bajo la actual Reforma Energética, ¿cuánto esperan que aumente la producción de petróleo crudo, a qué velocidad y cómo van a funcionar los joint ventures con extranjeros en el tema de petróleo crudo?

Gracias.

Yo lo que contestaría con respecto a este punto es que, como lo mencionamos al inicio de la presentación, actualmente estamos en Ronda Cero, PEMEX está trabajando, en conjunto con la Secretaría de Energía y con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en definir las áreas que PEMEX tiene interés en seguir explotando.

PEMEX está preparando esta respuesta, tenemos hasta el 20 ó 21 de marzo para presentarle a las autoridades nuestra propuesta; posteriormente, ellos tendrán un periodo de 180 días, a más tardar 180 días para darnos una respuesta.

Eso es muy importante, porque dependiendo del resultado de esta Ronda Cero podemos hacer un cálculo de cuál será la producción de PEMEX hacia delante.

En cuanto a cómo van a funcionar los joint ventures, también estamos esperando a que se concluyan las leyes secundarias, hoy en día el Gobierno Federal está trabajando en ellas para próximamente enviarlas al Congreso, que éstas sean discutidas en el Congreso y eventualmente que sean aprobadas.

Una vez que todas estas reglas del juego estén definidas, podremos dar con más precisión una idea de cómo funcionarán las joint ventures.

La idea de la reforma es una reforma que sea market friendly, yo no esperaría ninguna sorpresa, como funcionan en otras partes del mundo es como esperaría que funcionarían aquí, una vez que se despejen todas estas dudas que hoy en día existen.

**Presentadora:** La siguiente pregunta viene de José Bernal, de BBVA. Adelante, por favor.

**Pregunta:** Buenos días a todos. Gracias por los resultados.

Tengo un par de preguntas, la primera es con respecto a las implicaciones de que PEMEX se va a transformar a una empresa pública y dejar de ser un organismo descentralizado, esto con respecto a los aspectos positivos y negativos, obviamente los positivos vendrían más por el lado de la autonomía financiera.

Pero lo que me preocupa, donde tengo la cuestión, es qué va a pasar con los ingresos o con el dinero que el gobierno actualmente envía a PEMEX para hacer pagos como de Capex y los pasivos laborales.

Si me podrían dar un poco de su explicación en estas implicaciones y más adelante hago mi segunda pregunta.

Gracias.

**Respuesta:** El hecho de que PEMEX se transforme en una empresa pública productiva no implica que deje de recibir recursos del Estado vía presupuesto.

Lo que bien mencionabas es el hecho de que PEMEX se convierta en una empresa pública productiva, debería de darle a PEMEX mucho más, unas reglas nuevas para ser mucho más eficiente.

Pero la parte presupuestal, esa se mantiene igual y deberemos de seguir recibiendo recursos del Gobierno Federal.

**Pregunta:** La tasa que hacen de descuento, que bajó en el 2013 con respecto al 2012, quería ver si este ajuste que tienen en los estados contables, ¿más que nada son ajustes contables o tuvo una repercusión, un desembolso en efectivo?

Gracias.

**Respuesta:** No, es un ajuste meramente contable, es el valor del pasivo actuarial.

El año pasado, en 2012 la tasa de interés que se usó para calcular el valor del pasivo actuarial fue de 6.9 por ciento y este año fue de 8.45 por ciento.

Lo que se hace cada año, junto con un despacho actuarial, se hace toda esta valoración del pasivo laboral y eso es lo que se registra en la contabilidad, pero no tiene absolutamente ningún efecto en el flujo.

Gracias.

**Moderadora:** Ahora iremos a una pregunta por el webcast.

**Respuesta:** Okey, tenemos una pregunta de Grupo BAL, de Laura.

Dice: Si el endeudamiento neto esperado para 2014 es de 9.7 mil millones de dólares, ¿cómo se fundeará el Programa de Inversiones de 27 mil millones de dólares?

Bueno, una parte del Programa de Inversiones se financia a través del nuevo endeudamiento neto; sin embargo, hay otra parte que se financia a través de los recursos propios que la empresa genera durante el año y eso es lo que cubre o complementa estos 9.7 miles de millones de dólares.

**Moderadora:** Les recordamos de nuevo si hay alguna pregunta, pueden presionar asterisco uno o enviar su pregunta por el chat en el webcast.

La siguiente pregunta viene de Consuelo Baroina, de MetLife.

**Pregunta:** Hola, buenos días al equipo de PEMEX y gracias por el llamado.

Tengo dos preguntas, una es con respecto a los resultados 2013, no sé si pudieran profundizar con respecto a los menores volúmenes de venta en México y sobre los cambios de los productos que comentaron.

También en esa misma línea comentar la dinámica de las exportaciones, qué ha sucedido con las exportaciones a los Estados Unidos, si ha habido realocación de geografía y cuál es el plan de 2014 y 2015 en cuanto a exportaciones.

Y mi última pregunta es con respecto a los últimos cambios en los directivos, no sé si pueden comentar qué otros cambios debiésemos esperar durante el año y no sé si éstos vendrían antes de las leyes secundarias, después y qué lectura debíamos hacer de eso.

Gracias.

**Respuesta:** Quizá yo comenzaría hablando de las exportaciones al mercado de Estados Unidos, éstas se han mantenido relativamente estables; sin embargo, como lo ha estado anunciando la empresa,

nuestro brazo comercializador, que es PMI, ha estado muy activo buscando mercados alternativos.

Hemos incursionado en Asia, en Europa, recientemente en la India y esta misma semana se hablaba de la primera embarcación que sale a Japón.

Somos conscientes, digamos que en los próximos años pudiera haber una reducción en la demanda por parte de los socios norteamericanos y, por lo tanto, la empresa es muy activa, está siendo muy activa en buscar nuevos socios, nuevos compradores en otras regiones del mundo, pero en los últimos años ese cambio no se ha visto grandemente afectado.

En cuanto a los productos, este año se vio una reducción en la demanda de gasolina, también el interno. Eso se puede deber por dos razones, un efecto precio. Como sabemos, el precio bomba de las gasolinas continúa incrementándose durante el año para disminuir el subsidio que existe y que cubre la Secretaría de Hacienda.

Y el otro efecto, sabemos que la actividad económica en México durante 2013 no fue la mejor y obviamente esto también tiene un impacto en la demanda de esos productos que explican esta reducción en la venta interna.

Creo que eso era todo, Consuelo.

A ver, con respecto a los cambios, lo que puedo mencionar es que la salida de Carlos Morales fue por el mismo ciclo en la empresa y simple y sencillamente son ciclos que se tienen que ir acomodando al nuevo contexto de la empresa. Y realmente no esperamos que haya ningún cambio en el futuro cercano.

**Moderadora:** Ahora pasemos a una pregunta por el webcast.

**Respuesta:** La pregunta es de Miriam Ruvalcaba, de BANAMEX.

La pregunta es: ¿Qué se entiende por “empresa productiva del Estado” y qué cambios implicará para PEMEX?

Una empresa productiva del Estado es una figura que se usa ya en otros países y en donde, a diferencia de ser un organismo público descentralizado, tiene un objetivo mucho más claro de creación de valor.

Entendemos que es muy diferente ser una paraestatal que está sujeta a diversa regulación de todo el sector público, a una empresa que tiene actividades productivas, como lo es PEMEX, como lo es CFE, donde obviamente sus reglas de operación deben de ser muy distintas a cualquier otro organismo paraestatal.

Es decir, tenemos que tener mucho más agilidad en nuestra toma de decisiones, tenemos que tener mucho más autonomía en nuestra propia administración interna.

¿Y esto por qué? Porque vamos a entrar en un contexto de competencia, en donde ahora somos monopolio, pero para entrar a una competencia tenemos que reaccionar y ser quizá en muchas ocasiones mucho más activos para aprovechar oportunidades de mercado.

**Moderadora:** Una pregunta de seguimiento, de José Bernal, de BBVA.

**Pregunta:** Hola, muchas gracias por tomar esta pregunta de seguimiento.

Mi pregunta es con respecto al negocio de refinación, por ahí este negocio históricamente ha registrado pérdidas netas.

Quería saber cuál es alguna estrategia que tenga la administración para tratar de reducir estas pérdidas y si pudieran dar algún poco de detalle del cambio de la estructura corporativa, ¿va a tener algún impacto, habrá más deficiencias de alguna forma en este negocio de refinación?

Gracias.

**Carlos Murrieta:** José Bernal, habla Carlos Murrieta.

Respondiendo a tu pregunta, sin duda es una preocupación y es un tema que atendemos, la eficiencia que podamos tener en el caso de PEMEX Refinación.

Básicamente hay dos elementos fundamentales, uno es contar con los equipos que alineen más nuestra producción la demanda que tenemos, y por eso son las reconfiguraciones, para poder dar el perfil de productos en la calidad y el volumen que se necesita, ese es un elemento fundamental para poder garantizar la rentabilidad de nuestra operación.

El otro elemento es la eficiencia operativa que ahí tengamos, le estamos poniendo mucha atención a todos los temas que son de confiabilidad, claramente seguridad, confiabilidad, que es lo que nos permite asegurar que estemos obteniendo los rendimientos que tenemos planeados o pensados cuando diseñamos la planta.

Básicamente con las proyecciones que tenemos, haciendo las inversiones, ajustando el perfil de demanda y alcanzando los estándares que estamos persiguiendo en confiabilidad y rendimiento, podemos manejar de una manera adecuada el negocio de refinación.

Es un negocio que depende muchísimo de los flujos de márgenes y, en ese sentido, la velocidad con la que podamos reaccionar y la flexibilidad que tengamos con la infraestructura logística, se vuelve fundamental.

Todos esos son los elementos que estamos trabajando y que haya un plan concreto para poder avanzar en ese sentido.

Básicamente eso es lo relacionado a lo que estamos con refinación.

Gracias.

**Presentadora:** Gracias.

Con esto finalizamos la sesión de preguntas y respuestas.

Ahora le cedo la palabra al señor Beauregard para cualquier comentario final.



**Mario Beauregard:** Antes que nada, muchas gracias por haber atendido esta llamada, y saben que estamos a sus órdenes en nuestra oficina de Relación con Inversionistas.

Y muchas gracias también a Gustavo y a Carlos.

Muchas gracias.

**Presentadora:** Damas y caballeros, con esto concluye la teleconferencia de hoy, gracias por participar. Todos pueden desconectarse.

---o0o---