

México, D.F., 3 de marzo de 2015.

Versión Estenográfica de la conferencia telefónica relativa al Reporte de Resultados 4T14 de Petróleos Mexicanos.

Intervención: Buenos días y bienvenidos a la conferencia telefónica de Resultados de Pemex al 31 de diciembre del 2014.

Quedará el director corporativo de Finanzas, Mario Beauregard; el director de Exploración y Producción, Gustavo Hernández; el subdirector de Logística de Hidrocarburos y Derivados, Ignacio Aguilar.

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: www.pemex.com en la sección de información financiera, dentro del apartado de Relaciones con Inversionistas.

En este momento todos los participantes están en el sistema de audio y después de la presentación se podrán hacer preguntas y comentarios por teléfono y vía web.

Tengo ahora el placer de dejarlos con Rolando Galindo, gerente de relaciones con inversionistas.

Puede usted comenzar y 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 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 bimestrales 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 período del año anterior, a menos que se especifique lo contrario.

Ahora los dejo con nuestro director corporativo de Finanzas, Mario Beauregard.

Lic. Mario Beauregard Álvarez: Muchas gracias, Rolando.

En esta llamada en conferencia hablaremos de los resultados operativos financieros del 2014. Inicio con los avances de la reforma energética.

En marzo de 2014 Pemex, bajo el proceso de la Ronda Cero, envió a la Secretaría de Energía su solicitud de reservas y recursos prospectivos. En agosto la Secretaría dio a conocer la resolución de la Ronda Cero, donde asignó a Pemex el 96 por ciento de las reservas 2P solicitadas y el 21 por ciento de los recursos prospectivos solicitados.

Las reservas 2P y los recursos prospectivos asignados ascienden a 20.6 y 23.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Una vez que se dieron a conocer los resultados de la Ronda Cero Pemex anunció dos fases de migración de asignaciones a contratos de exploración y de extracción.

En la primera fase se migrarán contratos existentes de servicios y en la segunda fase campos maduros, campos de crudo extra pesado y campos en aguas profundas.

Más adelante Gustavo Hernández, nuestro director de Exploración y Producción, abordará el resultado que guardan estas migraciones.

Por su parte, la Secretaría de Energía dio a conocer también los campo y regiones que licitará bajo la Ronda Uno. Los procesos de migración de Pemex y de licitación de la Ronda Uno se llevarán a cabo en el transcurso de 2015, con lo que iniciará una nueva etapa en el sector petrolero mexicano.

A través del período de reforma las iniciativas de ley se enriquecieron y beneficiaron mediante los procesos de discusión en el Congreso de la Unión, los modelos energéticos de otros países y las opiniones de expertos en la materia.

Así, en agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la legislación secundaria en materia energética y en noviembre se publicaron los reglamentos que derivan de dichas medidas, con lo que exitosamente se definió el nuevo marco legal del sector energético mexicano.

Pemex, en cumplimiento con el nuevo marco legal, asumió la figura legal de empresa productiva del Estado, lo que implica cambios profundos en el régimen jurídico de Pemex, el gobierno corporativo, la autonomía presupuestal, así como en materia de revisión de cuentas y transparencia; todo esto orientado a incrementar la eficiencia y la generación de valor.

En 2015 Pemex cuenta con mayor flexibilidad operativa y un mandato renovado de generación de valor comparable al de otras empresas que podrán participar en el nuevo sector petrolero mexicano.

Adicionalmente, a partir del 1 de enero de 2015, entró en vigor un nuevo régimen fiscal que gradualmente le permitirá a la empresa reinvertir una mayor parte de sus recursos, lo que se reflejará favorablemente en nuestros estados financieros.

Sin embargo, estamos conscientes que en tanto el sector no tenga más participantes y genere mayor cantidad de recursos para el Gobierno Federal, se mantendrá la alta dependencia en los ingresos de Pemex.

Finalmente, como resultado de una relación proactiva con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, estamos optimistas de que podremos generar ahorros significativos en el pasivo laboral y al amparo del compromiso del Gobierno Federal establecido en la legislación secundaria, reducir considerablemente la carga que el pasivo laboral represente en nuestro balance general.

Estas negociaciones están en marcha y van por buen camino.

Así, consideramos que en el mediano plazo Pemex alcanzará una mejor situación financiera y será una empresa eficiente y rentable.

Le cedo ahora la palabra a Gustavo Hernández, director general de Pemex-Exploración y Producción, para que nos hable de los aspectos más importantes en materia de exploración y producción 2014.

Ing. Gustavo Hernández García: Buenos días y muchas gracias, Mario.

Quisiera empezar describiendo brevemente el estatus de la migración de las asignaciones otorgadas bajo la Ronda Cero a contratos de exploración y extracción.

Uno de los elementos principales de la estrategia de Pemex para incrementar la capacidad de ejecución se refiere a la migración de 22 contratos existentes y los *farm outs* de 14 campos a nuevos contratos de exploración y extracción.

Las reservas asociadas a este proceso comprenden más de cuatro mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y más de 75 mil millones de dólares de inversión futura.

El programa de Pemex tiene como objetivo completar los esfuerzos de migración durante este 2015.

En diciembre de 2014 iniciamos un proceso de migración de los contratos existentes a los nuevos contratos de exploración y extracción, y solicitamos a la Secretaría de Energía la migración de

nueve contratos existes, dos que son contratos de obra pública financiada y siete contratos integrales de exploración y producción.

Esperamos que este proceso de migración concluya durante este primer semestre de 2015. Durante las próximas semanas se solicitará la migración de seis campos restantes que se ubican en aguas someras, para buscar un socio y trabajarlos.

Estos son tres de crudo ligero en aguas someras, que son los campos Sinán, Bolontikú y Ek, y tres de crudo extra pesado, también costa afuera, en aguas relativamente someras, en los campos Ayatsil, Tekel y Utsil.

Con estas acciones Pemex ha empezado la implementación de los nuevos modelos de negocio, que amplía nuestra capacidad de ejecución, nos permiten acceder al CAPEX para desarrollar los proyectos más rápidamente y a implementar nuevas tecnologías de manera más eficiente.

Pasando a los resultados operativos de exploración y producción, quisiera destacar el incremento en la producción de crudo ligero de dos por ciento, derivado de mayor producción en los campos Onel y Chujuk del activo Abkatún Pol Chuc, a los campos Tsimin y Xanab del activo Litoral de Tabasco, el campo Kambesah del activo Cantarell, así como de los campos Gasífero y Bedel del activo Veracruz.

En conjunto, estos campos registraron un incremento en producción de aproximadamente 103 mil barriles por día, del 31 de diciembre de 2013 al 31 de diciembre de 2014.

Cabe mencionar que con el proyecto Tsimin Xux se logró reducir los tiempos de descubrimiento hasta la entrada de producción, de siete años a tres años y medio. Este proyecto alcanzó su meta de producción de cien mil barriles por día de petróleo crudo cinco meses antes de la fecha programada.

La producción total de petróleo crudo promedió dos millones 429 mil barriles diarios, esto es 3.7 por ciento inferior al promedio del 2013. Esta disminución la atribuimos a una reducción del 7.3 por ciento en la producción de crudo pesado debido principalmente a la declinación

natural de campos y al incremento de flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Cantarell.

Asimismo, se presentó una disminución del 3.5 por ciento en la producción de crudo súper ligero debido al incremento del flujo fraccional de agua de los campos Pijije y Sen del activo Samaria Luna, así como a la declinación natural de los campos del proyecto de crudo ligero marino.

Cabe destacar que el campo Xux de la región marina suroeste, el cual inició a producir en junio del 2014, aportó al mes de diciembre una producción promedio de 35 mil barriles diarios.

Quisiera aprovechar este espacio para informarles sobre el inicio de producción del proyecto Ayatsil-Tekel.

Este proyecto cuenta con una superficie de 74 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas someras de la sonda de Campeche, con un tirante de agua de aproximadamente 125 metros. Cuenta con un potencial de reservas del orden de los 730 millones de barriles de crudo equivalente, compuesto principalmente de crudo extra pesado.

Se han completado hitos importantes en instalación de infraestructura para la producción del campo Ayatsil, resaltando la instalación de tres de las seis plataformas contempladas para el desarrollo de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil. Inició su operación el día 10 de febrero del 2015, con una producción instantánea de cinco mil 900 barriles por día.

En una fase de desarrollo avanzada estimamos que este proyecto podría alcanzar una producción promedio anual de 136 mil barriles diarios y 16 millones de pies cúbicos de gas.

La producción de gas natural durante 2014 se incrementó en 1.4 por ciento con respecto al 2013. Esto se debió a una mayor producción de gas asociado en 3.3 por ciento en los activos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, de la región marina noreste y Litoral de Tabasco de la región marina suroeste.

Por otra parte, la producción de gas no asociado disminuyó 2.9 por ciento derivado de la reducción programada de actividades de

perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz de la región norte.

El aprovechamiento de gas natural en el 2014 disminuyó de 97.8 a 95.7 por ciento, esto debido principalmente a operaciones de mantenimiento programadas en equipos de compresión de instalaciones marinas y a la presencia de fenómenos meteorológicos adversos que ocasionaron el retraso en la ejecución de mantenimientos en los tiempos establecidos.

En términos de actividad exploratoria, en el 2014 la inversión se incrementó con respecto al 2013 de 32 mil millones a 35 mil millones de pesos. Durante el 2014 el 49 por ciento de la inversión exploratoria se concentró en aguas profundas, 25 por ciento aguas someras y el restante 26 por ciento a áreas terrestres.

La actividad de perforación del 2013 disminuyó de 38 a 24 pozos, la principal razón fue que los pozos perforados fueron más profundos y completos.

En adición, la actividad exploratoria disminuyó en 2014 con respecto a 2013. Las condiciones meteorológicas en el 2014 también afectaron el programa de perforación exploratoria.

Con relación a la adquisición sísmica, ésta disminuyó en 2014 con relación al año previo, debido a que la actividad exploratoria se enfocó a la interpretación sísmica más que a la adquisición, para identificar nuevas áreas potenciales productoras de hidrocarburos.

Con esto concluyo los resultados operativos de exploración y producción y cedo la palabra a mi compañero, el ingeniero Ignacio Aguilar, subdirector de Logística de Hidrocarburos y Derivados.

Ing. J. Ignacio Aguilar Álvarez Greaves: Muchas gracias, Gustavo. Buenos días a todos y gracias por acompañarnos.

Antes de pasar a los resultados de transformación industrial, me gustaría resaltar algunas de las ventajas que traerá para Pemex la consolidación de la cadena de valor aguas abajo, así como algunos de los importantes proyectos que acaban de arrancar y permitirán mejorar

el desempeño operativo y financiero de la empresa en el corto, mediano y largo plazo.

Primero, la integración de los negocios de gas, refinación y petroquímica en la empresa productiva subsidiaria de transformación industrial, permitirá capturar sinergias operativas por una mayor coordinación, la integración de cadenas de valor y elaboración de estrategias integrales de atención a clientes y mercados.

Segundo, la futura creación de las empresas filiales de logística, cogeneración, fertilizantes y polímeros de etileno, favorecerá a Pemex al captar ventajas competitivas mediante una mayor agilidad y generación de ahorros y eficiencias en los servicios auxiliares.

Finalmente, la oportunidad de generar alianzas estratégicas favorecerá la adopción de mejores prácticas con consecuencias positivas en eficiencia, seguridad, salud y protección ambiental, así como la atracción de recursos financieros y técnicos complementarios para ejecutar los proyectos que se requieran.

En lo que respecta a los nuevos proyectos, en diciembre de 2014 inició operaciones el proyecto Los Ramones Fase Uno, el cual permitirá importar hasta 2.1 mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

A finales de 2014 se firmaron dos memorándums de entendimiento para el desarrollo de proyectos de cogeneración en las refinerías de Tula y Cadereyta.

Asimismo, en julio de 2014 se asignó al contrato para desarrollar al proyecto de cogeneración Cactus en el Centro Procesador de Gas Cactus.

Es importante mencionar que el principal beneficio de los proyectos de cogeneración en Pemex es disminuir nuestros costos de energía, así como incrementar el abasto seguro y confiable.

Asimismo, en 2014 inició la operación de las plantas del proyecto de gasolinas de ultra bajo azufre en la refinería de Cadereyta.

También la entrada en operación de tres tanques de almacenamiento en la terminal marítima de Tuxpan, permite de mayor flexibilidad operativa en el suministro de combustibles importados por Pemex para venta en el centro del país, reduce el costo de importación y mitiga el impacto de los efectos externos como los eventos climáticos.

De la misma forma se ha incrementado el transporte de combustóleo por ferrocarril para exportación desde las refinerías de Tula y Salamanca hacia las costas. Esto evita reducciones en la capacidad de proceso por acumulación de inventarios de combustóleo en las refinerías.

Entrando en los resultados de transformación industrial, quisiera destacar que el margen variable de refinación se incrementó 3.6 dólares por barril, pasando de menos 1.84 dólares al cierre del 2013, a 1.76 dólares por barril en 2014.

Esto, como resultado de las mejores condiciones de precios internacionales de crudo y productos petrolíferos, así como mayor procesamiento de una dieta de crudo más pesado.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación o las seis refinerías ubicadas en territorio mexicano, fue de 43.2 por ciento. Lo anterior en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolinas y diesel.

En 2014 el proceso total de petróleo crudo fue de 1.15 millones de barriles diarios, esto es 5.6 por ciento inferior al proceso registrado 2013.

Esto debido principalmente al ciclo de mantenimientos programados de plantas a la ejecución del trabajo de mantenimiento y rehabilitación no previstos, así como a problemas operativos relacionados con la calidad del crudo recibido de las áreas productivas.

La producción total de petrolíferos disminuyó 4.7 por ciento, derivado del menor proceso de crudo.

En cuanto al proceso de gas natural y producción de gas seco, en 2014 el proceso de condensados fue cinco por ciento superior, debido a la mayor oferta de condensados dulces de la región norte.

Por otra parte, el proceso de gas natural fue 1.4 por ciento inferior al de 2013, como resultado de una menor oferta de gas húmedo dulce proveniente del activo Burgos.

En consecuencia, la producción de gas seco disminuyó 1.4 por ciento ó 53 millones de pies cúbicos por día. En tanto que la producción de líquidos del gas natural aumentó en 0.6 por ciento, debido a una mayor oferta de gas húmedo amargo de las regiones marinas.

En cuanto a la elaboración de petroquímicos, quisiera destacar un incremento de 99 mil toneladas en la cadena de aromáticos, debido a la estabilización de la unidad TCR y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el complejo Cangrejera y un aumento de 61 mil toneladas en la cadena de propileno y derivados, debido a mayor disponibilidad de propileno, así como a la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo.

Por otra parte, la cadena de derivados del etano disminuyó debido a que a partir de 12 de septiembre de 2013 la producción del complejo petroquímico Pajaritos se transfirió a la coinversión entre Pemex-Petroquímica y la compañía petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. Por ello, la producción de cloruro de vinilo y ácido muriático dejaron de ser parte del registro de Pemex.

Por otra parte, se redujo la producción de polietileno lineal de baja densidad, debido a paros operativos no programados.

Asimismo, la cadena de derivados del metano disminuyó como resultado de la menor producción de amoniaco por problemas operativos y reparaciones, así como a la menor producción de anhídrido carbónico por menor demanda de urea.

Finalmente, otros petroquímicos disminuyeron debido a menor producción de azufre y gasolina amorfa.

Como resultado de lo anterior, se observó una disminución de 3.7 por ciento ó 204 mil toneladas, respecto al año anterior.

Con esto concluyo la sección de transformación industrial y le doy la palabra a Mario Beauregard, director corporativo de Finanzas.

Lic. Mario Beauregard Álvarez: Muchas gracias, Ignacio.

Desde mediados de 2014 la mezcla mexicana, a la par que las referencias internacionales del crudo, inició una tendencia a la baja, que se atribuyó a aspectos como la producción incremental de hidrocarburos proveniente de formaciones no convencionales en Estados Unidos, la acumulación de inventarios de crudo que ha alcanzado niveles históricos en dicho país, una menor actividad económica en Europa y China, y la decisión de la OPEP de mantener niveles de producción sin cambios.

Si bien el precio promedio de la mezcla mexicana bajó sólo 12 por ciento en 2014 respecto a 2013, al pasar de 98 a 57 dólares por barril, si nos enfocamos en lo sucedido en los últimos seis meses del año, la caída fue de un 56 por ciento, al pasar de un máximo de 102 dólares por barril en junio a 45 dólares por barril al cierre del año.

De acuerdo a diversos expertos y analistas de la industria, el sector está pasando por un cambio estructural donde los precios podrían permanecer bajos durante varios meses e inclusive años.

Hacia adelante esperamos que continúe la volatilidad en los mercados energéticos, la cual en gran medida dependerá de la actividad económica global, indicadores de demanda y perspectivas sobre oferta en los mercados.

Como ya lo hemos mencionado con anterioridad, el mercado del gas natural es un mercado regionalizado. A pesar de haber cierta correlación con otros energéticos, los precios del gas natural de Norteamérica obedecen esencialmente a indicadores de oferta y demanda en Estados Unidos.

En 2014 el precio promedio del gas natural registró un aumento del 21 por ciento ó 0.8 dólares por millón de BTUs respecto al promedio de 2013.

En cuanto a la gasolina, en 2014 los precios en la costa norteamericana del Golfo de México fueron 7.3 por ciento inferiores a los observados en 2013, debido principalmente a la acumulación de inventarios de este producto y a mayor utilización de la capacidad instalada, derivado del incremento en la oferta de crudo en el mercado de Estados Unidos.

El peso, por su parte, registró una depreciación respecto al dólar al pasar de 13.0765 pesos por dólar al cierre del 2013, a 14.7180 pesos por dólar al cierre del 2014. Lo que representa un movimiento de casi el 13 por ciento.

A continuación pasaré a la sección de Resultados Financieros, donde veremos cómo el entorno antes mencionado se reflejó en nuestros Estados Financieros.

En 2014 concluyó exitosamente el proceso legislativo de la reforma energética y dio inicio un proceso gradual de implementación. Por lo tanto, los efectos de la reforma aun no se ven reflejados en los resultados financieros que estamos reportando.

Lo que revelan los resultados de la empresa es una tendencia inercial de un monopolio estatal, agravados por factores exógenos.

Refiero tres variables sobre las cuales Pemex no tiene una injerencia, pero que sí tuvieron un impacto negativo en los resultados de la empresa.

La caída en los precios de referencia internacional del crudo, la depreciación del peso respecto al dólar y el descenso en las tasas de interés de los bonos gubernamentales en relación con los niveles observados en 2013 y que sirven para determinar la tasa de descuento con la que se da el valor de nuestro pasivo laboral.

Sin embargo, la reforma energética amplía nuestro margen de maniobra para implementar medidas concretas, a fin de revertir los

resultados actuales que, como lo hemos dicho anteriormente, son altamente insatisfactorios para la administración.

Los ingresos por ventas totales, ventas de IEPs, se ubicaron en mil 631 mil millones pesos, de los cuales 631 mil millones corresponden a exportaciones, 988 mil millones a ventas en México y 11 mil millones a ingresos por servicios.

Las ventas totales disminuyeron 4.2 por ciento en relación con 2013.

Las exportaciones cayeron 56 mil millones, 8.2 por ciento, como resultado de menores exportaciones de crudo en 72 mil millones de pesos, lo que fue parcialmente compensado por mayores exportaciones de petrolíferos en 16 mil millones.

El 71 por ciento de la disminución en las exportaciones de crudo se explica por la caída en los precios en energéticos.

Las ventas en México disminuyeron 17 mil millones, 1.6 por ciento, debido principalmente a menor volumen de ventas de gasolinas y diesel, y a la reducción en los precios de referencia de estos productos.

Es importante recordar que los ingresos de Pemex están referenciados a los precios en la costa norte del Golfo de México. Por lo tanto, cuando se registra una disminución en estas referencias, también disminuyen nuestros ingresos por ventas en México, netos del IEPs. La depreciación del tipo de cambio no fue suficiente para compensar la caída en los precios de referencia.

A pesar que se observó una disminución en ventas, el costo de ventas se incrementó en 25 mil millones, o el 3 por ciento, de los cuales 15 mil millones se explican por mayores compras de productos para reventa, principalmente gas natural, diesel y turbosina.

Asimismo, se observó un incremento en los precios de gas natural y del gas LP de 21 y 189 por ciento respectivamente.

Como resultado de lo anterior, el rendimiento bruto se ubicó en 766 mil millones, 97 mil millones de pesos inferior al rendimiento bruto en 2013.

Los gastos generales fueron de 149 mil millones, 10 por ciento ó 14 mil millones más que en 2013. La variación se debió principalmente al incremento en el costo neto del período de beneficios a empleados.

Como consecuencia, el rendimiento de operación fue de 617 mil millones ó 111 mil millones menos que el rendimiento de operación de 2013.

Quisiera agregar que durante 2014 se estima que el mercado ilícito de combustibles tuvo una afectación de aproximadamente 17 mil millones de pesos, esto sin considerar los gastos por remediaciones y reparaciones.

Los costos financieros aumentaron 102 mil millones debido a mayores intereses netos pagados, un incremento en el costo por derivados financieros y a un aumento en la pérdida de...

El incremento en los intereses netos pagados, de 18 mil millones, se debió a un mayor nivel de endeudamiento, que sigue siendo la variable de ajuste para el financiamiento de nuestras actividades de inversión.

Es importante destacar tres factores en nuestra deuda.

Primero, más del 70 por ciento de la deuda está contratado a tasa fija, lo que en un entorno de tasas de interés a la alza no representará pagos incrementales.

Segundo, tres cuartas partes de la deuda está denominada en dólares y el resto en pesos, lo que está alineado con nuestra estructura de ingresos y egresos.

Finalmente, la duración promedio de la deuda es de 5.2 años y nuestro perfil de vencimientos no presenta concentraciones.

El mayor costo por derivados financieros, de 12 millones de pesos, se explica por las coberturas cambiarias que se hacen de la deuda emitida en monedas distintas al dólar. Por su parte, como ya se mencionó, la depreciación del peso frente al dólar, principalmente durante el último trimestre del año, tuvo un impacto en el valor de pasivo denominado en moneda extranjera.

La pérdida cambiaria que se registró en 2014 ascendió a 77 mil millones de pesos y explica tres cuartas partes del incremento en el rubro de costos financieros.

Como resultado de lo anterior, el rendimiento antes de impuestos y derechos se ubicó en 482 mil millones, esto es 213 mil millones ó 31 por ciento menos de la cifra comparable en...

Los impuestos y derechos continúan representando una de las mayores cargas que tiene en el precio. Si bien el Congreso aprobó un cambio en el régimen fiscal aplicable a Pemex, éste entró en vigor en 2015 y su aplicación además será gradual.

De esta manera, el pago de impuestos y derechos durante 2014 fue de 746 mil millones, lo que representó el 155 por ciento del rendimiento antes de impuestos y derechos, en comparación con el 125 por ciento en 2013.

Como consecuencia de los efectos descritos, la pérdida neta en 2014 fue de 274 mil millones de pesos.

Pasamos ahora a explicar cuál fue la evolución de nuestro pasivo en 2014.

En el transcurso de este año Petróleos Mexicanos y P.M.I. realizaron actividades de financiamiento por un total de 427 mil millones de pesos, en tanto que las amortizaciones durante el período fueron de 207 mil millones de pesos.

Por otra parte, la reserva para beneficios a empleados, que representa el mayor pasivo de Pemex, registró un incremento de 355 mil millones, explicado por dos variables fundamentales: La tasa de descuentos y el crecimiento inercial de este pasivo.

La tasa de descuento aplicable para hacer el cálculo de la reserva para beneficios empleados, bajó de 8.45 en 2013 a 6.98 por ciento en 2014, lo cual implicó un aumento del pasivo de 297 mil millones de pesos.

Por su parte, el crecimiento inercial derivado del reconocimiento de un año más de antigüedad y edad de los trabajadores, fue de 58 mil millones de pesos.

Quisiera aprovechar esta oportunidad para exponer brevemente algunos antecedentes del pasivo laboral y los objetivos de la renegociación que estamos llevando a cabo con el sindicato.

El esquema de pensiones de Pemex estableció en 1942, cuando la esperanza de vida de México era alrededor de 30 años inferior a la actual. El aumento tan importante de la esperanza de vida que se ha observado desde entonces, ha dado como resultado un crecimiento exponencial del pasivo laboral.

Como mencioné al principio de la llamada, hemos iniciado negociaciones con el sindicato de Pemex, de modo que se reduzca el valor presente de las obligaciones y se transite a un esquema moderno de pensiones de contribución definida, con cuentas individuales, que permitan la portabilidad de derechos con el sistema de ahorro para el retiro.

Vale la pena aclarar que las pensiones y jubilaciones en curso se mantendrán sin cambios, en tanto que el personal que a la fecha de entrada en vigor de la reforma cumpla con los requisitos de jubilación vigente, mantiene sus derechos sin cambios.

Los ahorros que Pemex logre de estas negociaciones podrían ser igualados con un monto equivalente por parte del Gobierno Federal, como se estableció al aprobarse la Reforma Energética.

Estamos confiados que estas negociaciones conllevarán cambios importantes en nuestros estados financieros y fortalecerán la viabilidad financiera de la empresa.

En cuanto a la evolución del patrimonio observamos una reducción de 584 mil millones en 2014 debido a tres factores. El primero, fue una disminución en las aportaciones del Gobierno Federal de 52 mil millones de pesos que consistió en el retiro del patrimonio invertido en forma de un aprovechamiento por 50 mil millones.

La cancelación de una aportación realizada en 2013 por casi dos mil millones, con cargo al Fondo de Estabilización de Ingresos Petroleros.

En segundo lugar, una disminución de 269 mil millones en resultados acumulados integrales, derivada principalmente de la reducción de la tasa de descuento para el cálculo de la reserva para beneficios empleados.

Y por último, a la pérdida registrada en el ejercicio de 274 mil millones de pesos.

En lo que respecta al programa de financiamientos, la estrategia se seguirá enfocando en los mercados de mayor productividad, incrementando la eficiencia de las curvas de referencia, aprovechando los temas de oportunidad en mercados selectos y procurando mantener un perfil de vencimiento sin concentración.

Dentro del programa 2015, el 23 de enero Pemex emitió bonos por seis mil millones de dólares, donde la demanda alcanzó cuatro veces el monto originalmente anunciado.

La emisión estuvo dividida en tres tramos: 1.5 mil millones con vencimiento en 2020, que es un cupón de 3.5 por ciento; 1.5 mil millones con vencimiento en 2026, con un cupón de 4.5 por ciento y tres mil millones de dólares con vencimiento en 2046 y un cupón de 5.6 por ciento.

Asimismo, en febrero realizamos una emisión de certificados bursátiles en tres tramos: 4.3 mil millones de pesos a TIIE más 15 puntos base, a tasa flotante y vencimiento en 2020.

Diecisiete mil millones de pesos al 7.5 por ciento a tasa fija y vencimiento en el 2026.

Y el equivalente en UDIS aproximadamente tres mil millones de pesos y un cupón de 3.94 por ciento con vencimiento en 2026.

Quisiera destacar que en el mercado local utilizamos por primera ocasión el formato de seguros que pueden ser operados a través de *eurotir*, con lo cual se crea un acceso más eficiente a la curva local para la base internacional.

Con el objetivo de cumplir con la meta de balance financiero, autorizado por el Congreso para el 2015 y en congruencia con mantener una posición financiera equilibrada ante el entorno actual de precios, el Consejo de Administración de Pemex aprobó un plan de ajuste presupuestal que contempla una reducción del gasto autorizado por 62 mil millones de pesos o el 11.5 por ciento.

Entre las premisas más importantes que se utilizaron para instrumentar el ajuste se pueden mencionar las siguientes: Minimizar el efecto de esta reducción en la producción de crudo y gas, minimizar también el impacto en la restitución de reservas, minimizar el impacto en la seguridad y confiabilidad de las instalaciones de Pemex con apego a las normas ambientales.

Asimismo, el Consejo instruyó a la administración iniciar un proceso de renegociación de tarifas a lo largo de la cadena de suministros, tal como es práctica en la industria y como lo están haciendo otras compañías en el mundo.

Como ya se ha mencionado, estas negociaciones se llevan a cabo en estricto apego a la ley, buscando los mejores términos para ambas partes.

Adicionalmente, se ha puesto en marcha un programa de austeridad y uso racional de recursos, con la finalidad de capturar mayores ahorros.

Finalmente, como el día de hoy Pemex y el sindicato anunciaron que llegaron a un acuerdo para implementar un programa extraordinaria para reducir el gasto corriente en servicios personales en 10 mil millones de pesos, equivalente al 16 por ciento del ajuste del presupuesto de Pemex antes referido.

Los resultados que acabamos de exponer explican, tanto por factores inerciales como por factores exógenos, como la caída en los precios del crudo, el aumento en el pasivo laboral y la depreciación del peso frente al dólar.

La Reforma Energética pone en nuestras manos herramientas que nos ayudarán a revertir la tendencia de nuestros resultados. Como lo hemos mencionado en otras ocasiones, ahora Pemex tiene la posibilidad de asociarse con el sector privado en todas las áreas de la cadena de valor.

Con esto concluimos la sección de resultados financieros. Pasamos ahora a la sesión de preguntas y respuestas.

Muchas gracias por su atención.

Moderadora: Para hacer una pregunta por favor presione asterisco-uno.

Tenemos a José Bernabé en la línea.

Pregunta: Hola, buenas tardes, gracias por los resultados.

Mi primera pregunta es con respecto al efectivo que tiene. Por ahí quería saber cuál es el nivel de efectivo con la que compañía se siente cómoda, dado que por ahí hubo un aprovechamiento del gobierno que entiendo que hizo que se disminuyera la caja.

Y sobre la misma línea, quería también preguntar cuál es el estatus de esta línea de crédito revolvente que me parece que habían sido utilizadas al cierre del año anterior, 2.5 billones de dólares, si ya se repararon este año.

Gracias.

Respuesta: Muchas gracias por la pregunta. Con respecto a las líneas de crédito revolvente, son líneas de crédito que estamos utilizando actualmente.

De hecho, logramos ampliar el plazo de vencimiento de estas líneas de crédito hasta el próximo año.

Y con respecto al nivel de caja con el que nos sentimos cómodos, es un nivel de caja importante. Los flujos de entrada y de salida de la empresa día a día pueden cambiar por diversas condiciones, por lo que sí es importante tener al menos un nivel de caja de unos 30 mil millones de pesos.

Pero como menciono, estos son flujos que cambian día a día y por algunas veces por factores totalmente ajenos a la empresa, entonces 30 mil millones es un nivel adecuado.

Moderadora: ¿Usted tiene alguna otra pregunta?

Pregunta: Sí, si me permiten, quisiera hacer otra pregunta con respecto a la producción.

Por ahí ya habían dado una guía de lo que va a ser la producción y quería saber si tienen algún avance con respecto a la forma en que se mide el contenido de agua porque por ahí ha habido una inconsistencia o una medición que no era exacta.

Y si los números que se reflejan ahora mensualmente ya son más exactos o todavía siguen teniendo este problema más o menos en la misma situación.

Gracias.

Respuesta: Con gusto. Hacia finales del 2013 realizamos un estudio conjunto entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos para analizar diversos aspectos operativos que tenían que ver con la producción.

Del diagnóstico de este estudio que se entregó a finales del 2013, se concluyó que era necesario calibrar los medidores de volumen que los teníamos instalados en todas nuestras instalaciones marinas.

Nos avocamos a ello y durante los primeros cuatro meses, casi cinco del año pasado, enero a mayo, estuvimos en esa tarea de calibración de medidores de flujo.

Una vez concluida esa calibración fue cuando hicimos el anuncio de que ya estábamos calibrados y ya la medición que estábamos obteniendo tenía mucha mayor precisión en cuanto a volumen de hidrocarburos se refiere.

Podíamos segmentar y eliminar esos volúmenes de agua que pasaban por el medidor; de tal suerte que desde el inicio del segundo semestre pasado, de julio del año pasado, ya estamos reportando los valores correctos de volumen de crudo enviado que es lo que reporta el medidor.

La acción fundamental fue la calibración de los medidores y seguimos reportando lo que nos da el medidor. En el pasado estaba fuera de calibración y ahora ya están totalmente calibrados y los venimos utilizando ya de manera convencional, de tal suerte que los volúmenes reportados de producción de crudo ya no traen ese sesgo que tuvieron en el pasado.

Gracias.

Moderadora: Tenemos a Alejandro García, de Deutsche Bank.

Pregunta: Qué tal, buenos días y muchas gracias al equipo de administración de Pemex por esta presentación.

Mi pregunta es la siguiente. Después de un tiempo en que la producción se ha mantenido sin crecer, ¿cómo planea Pemex que los recortes tengan el menor impacto posible en la producción?

Muchas gracias.

Respuesta: Gracias, por su pregunta.

En estos últimos años que estuvimos manteniendo la producción en niveles más o menos estables, pero sin crecimiento; ahora que se aprobó la Reforma Energética y que Petróleos Mexicanos tuvo la

oportunidad de seleccionar campos en producción para que continuaran siendo asignados en el proceso de Ronda Cero, nos quedamos con un conjunto de campos que nos van a permitir enfocar nuestros recursos para atenderlos de una mejor manera.

Y esto en conjunto con la migración de los contratos existentes de obra pública financiada y contratos integrales de exploración y producción, en conjunto con la búsqueda de socios tecnológicos y con la experiencia a través de los *farmouts* y la propia participación de Petróleos Mexicanos en las rondas que esté ofreciendo el Estado para campos en producción, nos van a permitir incrementar la producción.

Consideramos que ello tiene alto grado de viabilidad, porque estamos viendo que tan sólo en el tema de la migración de los contratos, la flexibilidad que ofrece la reforma para inyectarle capital a estos proyectos, va a incrementar estos mismos con producciones adicionales importantes.

Producto de la reforma vamos a poder direccionar mayores recursos, principalmente por terceros de estos COPS y CIEPS para incrementar la producción.

Y de igual forma, tenemos ya acotadas las áreas donde podemos trabajar a través de las asignaciones que nos fueron otorgadas por la Secretaría de Energía a Petróleos Mexicanos, también vamos a tener posibilidad de incrementar la producción.

Gracias.

Moderadora: Tenemos a Alfonso Martin, de *Baylife*

Pregunta: Gracias por la llamada.

Mi pregunta también va en línea con el tema de la producción. Va un poco con los resultados de producción por trimestre, se ve una caída mucho más pronunciada en el cuarto trimestre.

Mi pregunta va en línea hacia un poco cuál es el *timing* sobre cuándo podría la producción dejar de declinar, es algo a mediados de este, finales de este año o están viéndolo como algo de más largo plazo.

Gracias.

Respuesta: Gracias, Alfonso.

Lo que estamos haciendo y lo que observaste tú, la declinación de los dos últimos trimestres, está relacionado fundamentalmente con mi respuesta anterior, que tenía que ver con la calibración de los medidores.

Tenemos una certidumbre mucho mayor, estamos dentro del rango de tolerancia aceptable por la industria, más-menos uno por ciento, entre lo que producimos con relación a lo que vendemos y enviamos al Sistema Nacional de Refinación.

La otra diferencia está asociada a evaporación, a mercas, a pérdidas y otros factores. Ahorita lo que esperamos es mantener estos niveles de producción.

Como mencionó Mario, con este recorte presupuestal estamos tratando de impactar lo menos posible a las metas de producción y a las metas de exploración, porque la parte de exploración son los barriles y pies cúbicos del futuro y estamos enfocados en mantener la producción en este año, dada la problemática que tenemos por la baja de los precios impactada en Petróleos Mexicanos con una reducción presupuestal para mantener este balance primario.

Esperamos mantener la producción en los niveles este año y empezar a crecer a partir del próximo año.

Gracias.

Moderadora: Tenemos a Consuelo Barona, de Metlife.

Pregunta: Buenos días o buenas tardes, gracias.

Tengo tres preguntas. Uno con respecto a la producción. Acaban de mencionar que esperan crecer el próximo año, no sé si podría darnos alguna guía de cuánto crecimiento esperan ya sean en crudo y en gas.

Mi segunda pregunta es con respecto al régimen fiscal. Mencionaron que este año debería tener un régimen fiscal diferente para Pemex. ¿Qué es lo que debemos esperar?

Yo lo que empiezo a ver en *tax a duties*, como ustedes mencionan, una reducción, si es así en cuánto sería.

Y mi tercera y última pregunta tiene que ver con la sensibilidad del precio del petróleo. No sé si nos pueden dar alguna sensibilidad de cuánto esperarían que impacte el EBITDA 2015, algún tipo de sensibilización del precio del petróleo.

Muchas gracias.

Ing. Gustavo Hernández García: Gracias, Consuelo.

Con relación a la primera de tus tres preguntas que tiene que ver con el comportamiento de la producción de crudo y gas, te diría que estamos precisamente en el proceso de analizar el impacto de estas reducciones que estamos teniendo a nivel presupuestal para poder determinar cuánto va a ser el incremento o el crecimiento tanto el volumen de crudo, como en volumen de gas.

En volumen de gas si bien hemos prácticamente mantenido una actividad mínima en la producción adicional de campos de gas, derivado del precio del gas de referencia, estimamos que este volumen de producción crezca en una menor proporción que lo que puede crecer la producción de crudo.

La producción de crudo tenemos la expectativa de que crezca después que continuemos trabajando en los campos actuales, que continúe incrementándose la producción de los que están aportando producción fresca en Tsimin-Xux, mantener Ku-Maloob-Zaap y otros campos de la región sur y marinas.

Y en el caso del gas, no tenemos ahorita esta preocupación, sabemos que va a haber un desarrollo lento en cuanto a producción de gas, mientras continúen deprimiéndose los precios del gas de referencia que para nosotros está.

Los dejo para que tengan comentario respecto a la segunda y tercera pregunta. La primera y la segunda que tiene que ver con régimen fiscal y la otra que tiene que ver con los precios.

Respuesta: Gracias, Gustavo.

Con relación al régimen fiscal como lo mencioné en la presentación, Consuelo, a partir del 2015 este régimen cambia, pero lo va a hacer de manera gradual.

Esto quiere decir que hasta el 2014 teníamos una tasa impositiva para las actividades de exploración y producción de 70 por ciento, y ésta se va a ir reduciendo hasta llegar a un 65 por ciento en los próximos cinco años.

Solamente en el 2015 vamos a observar una reducción de un punto porcentual. Este cambio, esta implementación del nuevo régimen fiscal va a ser gradual y, en ese sentido, iremos también observando gradualmente los beneficios en nuestros estados financieros.

Con respecto a la sensibilidad, tenemos nosotros calculado, son muchos factores los que intervienen cuando el precio del crudo se mueve y con las correlaciones que existen con otro tipo de ingresos que también tiene Pemex, por ejemplo gasolinas; tenemos la sensibilidad calculada con respecto al balance financiero de la empresa que es el objetivo que nos tome el Congreso de la Unión.

Por cada dólar que baja el precio del petróleo la reducción en el balance financiero, el deterioro en el balance financiero es de aproximadamente 120 millones de dólares.

Gracias.

Moderadora: Tenemos a Daniel Sentel, de JP Morgan.

Pregunta: Buenos días, gracias por la llamada.

Tengo un par de preguntas. Primero en lo que respecta a la inversión, veo que ustedes ya estuvieron alrededor de los 15 mil millones de

dólares, un poco más arriba, dependiendo de la tasa de dólar que uno utiliza.

Y ustedes habían mencionado que para este año esperaban 27 mil millones. ¿Siguen manteniendo ese número o va a ser un número que va a ser reducido en cuatro mil millones de dólares? Que fue algo que salió en la prensa, que habló uno de los ministros de México, que se iba a recortar la parte de inversión.

Y después la otra, no me quedó muy claro la parte de sensibilidad a los precios del petróleo, sé que por cada caída en el precio del barril de un dólar eso afectaba la generación de cajas aproximadamente de 120 millones de dólares.

Es decir, que si asumiendo que el precio del barril promedio este año va a estar 20 dólares por debajo que el año pasado, vamos a asumir que va a estar el EBITDA, caería dos mil 500 millones de dólares.

Gracias.

Respuesta: Con respecto a este último punto. Pemex además de que su principal fuente de ingresos es la exportación del petróleo, también tiene una importante actividad importando otros productos, por ejemplo, gasolinas.

La mitad de las gasolinas que importamos, que usamos en México las importamos.

Hay una cobertura relativamente parcial por parte de nuestros ingresos. La relación entre el precio del petróleo y el balance financiero, que no es el EBITDA, es el balance financiero que tiene que cumplir la empresa, es una relación directa. Entre más baje el precio del petróleo se deteriora el balance financiero.

Este deterioro no es uno a uno, por cada dólar que baje el precio del petróleo, podemos ver un impacto de aproximadamente un 60 por ciento de esa caída del dólar en el balance financiero, otra vez porque hay muchas actividades en donde importamos producto provenientes del extranjero que están referenciados al dólar y eso nos da una cobertura parcial.

Con relación al presupuesto de inversión. Nosotros teníamos estimado o programado ejercer un presupuesto de aproximadamente 27 mil millones de dólares para el 2015.

Ahora, derivado de la caída del precio, el año pasado fue de 25 mil millones de dólares, no fue de 15, fue de 25 mil millones. Derivado de la caída en el precio del petróleo y como lo han estado haciendo todas las empresas en el sector, reajustamos nuestras estimaciones de precio del petróleo para este año y reajustamos también nuestro presupuesto de gasto.

Una parte de este ajuste en el gasto se va a hacer en gasto de inversión, aproximadamente entre los 62 mil millones de pesos que anunciamos, un 80 por ciento se va a hacer en gasto de inversión y un 20 por ciento se va a hacer en gasto de operación, ya incluido el anuncio del día de hoy en el que Pemex y el sindicato llegan a un acuerdo para hacer un esfuerzo adicional de reducción en gastos personales o en gastos de servicios personales, protegiendo el gasto de inversión hacia adelante.

Gracias.

Moderadora: Tenemos a Charles Monser, de *Morgan & Stanley*.

Pregunta: Buenos días y gracias por la presentación.

Una pregunta muy rápida sobre los niveles de endeudamiento, obviamente han aumentado un poco.

¿Es una preocupación de la administración que se tenga que continuar que siga el aumento o es una situación temporal?

Gracias.

Respuesta: Gracias, Charles. Efectivamente en los últimos años hemos estado viendo un incremento en el nivel de deuda de Pemex.

Hasta antes de la entrada en la reforma teníamos dos formas de financiar nuestra actividad. Una era a través de los recursos propios

generados en la empresa y la otra era a través de la deuda, por eso es que hemos visto hasta el año pasado este nivel creciente de la deuda.

Hacia adelante y como lo decían en la presentación, no nos sentimos preocupados por el nivel que tenemos hoy en día de apalancamiento, dada sus características, la mayor parte contratada a tasas fija, tenemos una duración de cinco años, no presentamos abultamientos en fechas en particular, es decir, está bien distribuida sus vencimientos en el tiempo.

Pero hacia adelante la gran ventaja que tenemos, por lo cual no deberíamos de ver un crecimiento igual en los niveles de deuda, es porque con la reforma una forma de financiar las actividades que lleva la empresa, es a través precisamente de las asociaciones que podremos tener con el sector privado, atraer inversión privada que esté dispuesta a aportar el capital que se requiere para desarrollar mucho de los proyectos de Pemex.

Antes esta posibilidad estaba totalmente cerrada, hoy se abre, es algo que se irá implementando poco a poco, no son procesos sencillos, hay que hacer análisis muy detallados acerca de estas inversiones que por lo general toman mucho tiempo.

Y esto nos va a permitir complementar el capital de Pemex, no depender tanto de la inversión.

Y otro de los factores que nos va a ayudar a evitar que la deuda siga creciendo como lo ha hecho hasta ahora, son diferentes operaciones a los que ya vamos a poder participar.

Por ejemplo, actividades de monetización de activos que hoy día tiene la empresa, activos que ha venido acumulando durante toda su existencia y que hoy a través de vehículos que ya existen en el mercado, que ya operan y funcionan y que utilizan las empresas de este sector activamente, por ejemplo, los *enelpi*, podríamos monetizar muchos de los activos y esa monetización utilizarla para los nuevos proyectos de inversión.

Hacia adelante por eso expresábamos la importancia que tiene la reforma, su implementación hacia adelante y de cómo va a ayudar a las finanzas de Pemex en los próximos años.

Moderadora: Damas y caballeros, es todo el tiempo que tenemos para preguntas y respuestas.

Cedo ahora la palabra a los presentadores para hacer comentarios finales.

Respuesta: Nada más agradecerles su asistencia a esta conferencia, su interés por Pemex. Si hubiera preguntas que no hubieran quedado contestadas, les pido que por favor nos envíen un correo electrónico o se comuniquen a la oficina de relación con inversionistas en donde, como siempre, ahí los atenderemos.

Muchas gracias por su participación.

Moderadora: Damas y caballeros, así concluye la llamada de hoy. Gracias por su participación.

- - - o0o - - -