

**México, D.F., 25 de julio de 2014.**

**Versión Estenográfica de la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 30 de junio de 2014.**

**Presentadora:** Buenos días, y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 30 de junio del 2014.

Quedarán el Director Corporativo de Finanzas, señor Mario Beauregard, el Director de Exploración y Producción, señor Gustavo Hernández, y el Subdirector de Logística de Hidrocarburos y Derivados, señor Ignacio Aguilar.

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, comentarios por teléfono y vía webcast.

La conferencia de hoy está siendo grabada.

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

Puede usted unirse a la conferencia, señor Galindo.

**Rolando Galindo:** Gracias. 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 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 relación con inversionistas en la página de internet de PEMEX.

Para efecto de esta conferencia y sus respectivos documentos de apoyo, las variaciones trimestrales se calculan en comparación contra el mismo trimestre del año anterior. En el mismo sentido, las variaciones acumuladas se calculan en comparación con el mismo trimestre o el mismo periodo del año anterior, a menos de que se especifique lo contrario.

Ahora los dejo con nuestro Director Corporativo de Finanzas, Mario Beauregard.

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

En esta llamada en conferencia hablaremos de los resultados operativos y financieros del segundo trimestre de 2014.

A continuación comentaremos el entorno financiero y de la industria para contextualizar nuestros resultados.

En lo que respecta al mercado de petróleo crudo, durante el segundo trimestre se observó una tendencia al alza en precios derivada de tensiones geopolíticas, así como de incertidumbre sobre la posible intervención de operaciones en zonas productoras y terminales de exportación en Irak.

Hacia el final del trimestre parte de estos factores comenzaron a disiparse, por lo que se observó una tendencia a la baja en los precios, aunque creemos que dichos factores continuarán generando volatilidad en los precios de los hidrocarburos.

La mezcla mexicana de exportación registró un comportamiento distinto al del WTI debido a la entrada en operación de infraestructura que ha ayudado a descongestionar la zona de *cushing* e incrementar el desplazamiento de dicho crudo a la zona del Golfo de México.

Por lo anterior, por un lado se ha observado una disminución en el descuento del WTI contra el crudo Brent; por otra parte, se ha incrementado la oferta de crudo en la costa norte del Golfo de México, incrementando la competencia y haciendo necesaria la implementación de ajustes en los precios de la mezcla mexicana para mantener la participación de mercado.

En cuanto al gas natural, el precio promedio del índice de referencia Henry Hub se ubicó por arriba del promedio del mismo trimestre de 2013, debido a ajustes en las actividades de producción y a menor acumulación de inventarios por mayor demanda, esencialmente la oferta de gas natural y factores como las temperaturas en los Estados Unidos continuarán definiendo la dirección de los precios del gas natural en el mercado norteamericano.

El precio de referencia Spot en la costa norte del Golfo de México de la gasolina aumentó cuatro por ciento respecto al segundo trimestre del año anterior, a la par con las referencias internacionales de los crudos WTI y Brent, que –como ya me mencionamos– estuvieron predominantemente influenciadas por tensiones geopolíticas.

Con respecto al tipo de cambio peso-dólar, han influido factores como la reducción gradual de estímulos monetarios en Estados Unidos, al igual que el flujo de inversiones al mercado mexicano ante expectativas favorables derivadas del avance de negociaciones para la aprobación de reformas estructurales.

En el segundo trimestre de 2014 se observó una apreciación del peso respecto al dólar de 0.8 por ciento, en tanto que en el mismo periodo de 2013 el precio decreció en seis por ciento respecto al dólar.

Ahora abordaremos la sección de exploración y producción, para lo cual cedo la palabra al ingeniero Gustavo Hernández, Director General de PEMEX Exploración y Producción.

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

Durante el segundo trimestre del 2014 la producción de petróleo crudo promedió dos millones 478 mil barriles día, 1.9 por ciento inferior al promedio del segundo trimestre del 2013.

La diferencia fue el resultado de una disminución de 5.9 por ciento en la producción de crudo pesado debido a la declinación natural de campos, al incremento de flujo fraccional de agua en el Activo Cantarell, así como a trabajos anuales de mantenimiento en el barco SPC Yuum K´aak Náab, en el Activo Ku Maloob Zaap; también a una disminución de 0.7 por ciento en la producción de crudo superligero, debido al incremento de flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Xen del Proyecto Delta del Grijalva en la Región Sur, así como a la declinación natural del campos del Proyecto Crudo Ligero Marino.

Cabe destacar que durante el segundo semestre del 2014 el campo Xux inició su etapa productiva; al 30 de junio pasado Xux, en conjunto con la producción de crudo superligero del campo Tsimin, alcanzaron una producción promedio de 43 mil barriles por día.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 4.2 por ciento en la producción de crudo ligero, resultado principalmente de mayor producción en los campos Kuil, Onel, Chuhuk, Tsimin y Kambesah en las regiones marinas, así como Artesa, Gasífero y Bedel, en las regiones terrestres, y cuya producción en conjunto alcanzó 173 mil barriles por día al cierre del segundo trimestre del 2014.

La producción de gas natural durante el segundo trimestre del 2014 incrementó 3.7 por ciento respecto al mismo periodo del 2013, esto se debió a mayor producción de gas asociado de 9.6 por ciento, principalmente en los activos Ku Maloo Zaap, Cantarell, Litoral de Tabasco y Samaria-Luna.

Por otra parte, la producción de gas no asociado disminuyó 8.9 por ciento, derivado principalmente de la reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Veracruz y Burgos.

El envío de gas a la atmósfera aumentó 117 millones de pies cúbicos diarios, principalmente en la Región Marina Noreste debido a

operaciones de mantenimiento programadas en equipos de compresión de instalaciones marinas y a la presencia de malos tiempos, que ocasionaron el retraso de la ejecución del mantenimiento en los tiempos establecidos.

En este contexto, el aprovechamiento del gas durante el segundo semestre del 2014 fue del 96.1 por ciento.

Durante el segundo trimestre del 2014, el promedio del número de pozos en operación fue de nueve mil 513, esto es 3.1 por ciento inferior al del mismo periodo del año pasado.

El número total de pozos terminados disminuyó de 194 a 109, debido a una menor terminación de pozos de desarrollo como resultado de menor actividad programadas en los activos Aceite Terciario del Golfo, Cinco Presidentes, Bellota-Jujo y Samaria-Luna.

Por otra parte, se terminaron también siete pozos exploratorios durante este periodo.

En lo que se refiere a la información sísmica durante el segundo trimestre del 2014, la obtención de información sísmica bidimensional fue de 545 kilómetros lineales, la cual se enfocó en el estudio sur de Burgos.

La obtención de información sísmica tridimensional fue de 296 kilómetros cuadrados, enfocada en los proyectos Loma Bonita-Ixcatlán, Anélido y Centauro Sur, éste último con la finalidad de identificar nuevas oportunidades exploratorias en aguas profundas del Golfo de México.

En ambos casos se observó una disminución en la adquisición de información sísmica, tanto 2D como 3D, debido al aplazamiento del ejercicio del presupuesto en espera de la resolución final de la Ronda Cero, que será proveída por la Secretaría de Energía en la fecha establecida del 17 de septiembre próximo.

Quisiera concluir esta sección con los resultados positivos que se obtuvieron con la perforación de los pozos Tekel-1DL, que corroboró el potencial productivo de crudo extrapesado del proyecto Ayatsil-Tekel y

del pozo delimitador Trión-1DL, que confirmó los resultados del pozo descubridor Trión-1 y provee mayor certidumbre sobre la formación ubicada en el Cinturón Plegado Perdido.

Asimismo, a partir del mes de junio hemos incrementado la capacidad de transporte con la puesta en operación de los gasoductos de 36 por siete y medio kilómetros de Xux Alfa a Tsimin Alfa y el de 24 pulgadas por 2.1 kilómetros de longitud de Xux Bravo a Xux Alfa.

Ahora, cedo la palabra al ingeniero Ignacio Aguilar, Subdirector de Logística de Hidrocarburos y Derivados.

**Ing. Ignacio Aguilar:** Muchas gracias, Gustavo. Buenos días a todos y gracias por participar en esta conferencia.

Durante el segundo trimestre de 2014 el proceso total de petróleo crudo disminuyó 8.3 por ciento, debido principalmente al ciclo de mantenimientos programados de plantas y a la ejecución de trabajos de rehabilitación o proyectos.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación aumentó 3.8 puntos porcentuales en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolinas y diésel.

La producción total de petrolíferos disminuyó 4.5 por ciento, derivado del menor proceso de crudo; no obstante, se favoreció la producción de petrolíferos de mayor valor agregado como porcentaje de la producción total.

El margen variable de refinación incrementó 8.73 dólares por barril a un margen de 3.54 dólares por barril como resultado principalmente de una recuperación en los márgenes internacionales de refinación, así como a mejores rendimientos de destilados obtenidos en el Sistema Nacional de Refinación.

En cuanto al proceso de gas natural y producción de gas seco, el proceso de gas natural fue 1.4 por ciento superior al del mismo periodo del 2013, como resultado de mayor disponibilidad de gas

húmedo amargo de la Región Sur, lo que ayudó a compensar parcialmente la menor oferta de gas húmedo dulce proveniente del Activo Burgos.

Como resultado, la producción de gas seco fue 0.2 por ciento inferior a la del mismo trimestre del 2013.

El proceso de condensados se mantuvo esencialmente sin cambios, aunque el aumento en el abasto de gas húmedo amargo propició incremento en la producción de líquidos del gas de 3.9 por ciento o 14 mil barriles diarios.

En cuanto a la elaboración de petroquímicos, se observó una disminución de 7.1 por ciento o 105 mil toneladas respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se atribuyó a una disminución de 74 mil toneladas en la cadena derivados del etano, debido a la desincorporación de la producción de cloruro de vinilo y ácido muriático por la formalización de la coinversión con Mexichem, así como a paros no programados en la línea de formación de polietileno lineal de baja densidad.

Una disminución de 52 mil toneladas en otros petroquímicos debido a menor producción de gasolina base octano como consecuencia de su mayor utilización como insumo para el proceso de la planta reformadora o CCR.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 32 mil toneladas en la cadena de aromáticos, debido a la operación estable de la planta CCR, un aumento en la cadena de propileno y derivados de 15 mil toneladas, debido a mayor disponibilidad de propileno y a la estabilización de la planta productiva de acrilonitrilo y un aumento de siete mil toneladas en la cadena de derivados del metano, resultado de mayor disponibilidad de gas natural, lo que derivó en mayor producción de amoníaco y a la estabilización de la planta productiva de metanol.

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

**Mario Beauregard:** Gracias, Ignacio.

En cuanto a los resultados financieros del segundo trimestre de 2014 quisiera comentarles los aspectos más relevantes.

Por un lado, las ventas totales registraron un incremento de cuatro por ciento comparado con el segundo trimestre del año anterior.

Tanto las ventas en México como las exportaciones registraron también un incremento de cuatro por ciento cada una de ellas.

Por otra parte, como ustedes estarán enterados, a raíz de un aumento en actividades de exploración en regiones de mayor complejidad, la industria petrolera en general en el mundo ha observado una tendencia al alza en sus costos.

En este sentido, durante el trimestre el costo de venta se incrementó 13 por ciento, debido principalmente a mayores gastos de operación, costos de producción y de adquisición de inventarios realizados. Por consiguiente, el rendimiento bruto disminuyó en cuatro por ciento.

El rendimiento de operación cayó 13 por ciento; la variación que se observa entre el rendimiento bruto y el rendimiento de operación se explica principalmente por una disminución de 68 por ciento en otros ingresos, la cual se debe principalmente al reconocimiento de deterioro en el Activo de Burgos.

No obstante, el rendimiento antes de impuestos y derechos registró un aumento de casi cuatro por ciento, al pasar de 159 mil millones de pesos a 175 mil millones de pesos, derivado a una variación cambiaria de 32 mil millones de pesos, resultado de la apreciación del peso respecto al dólar que se observó en el trimestre.

Los impuestos y derechos aumentaron casi cinco por ciento derivado de mayor producción y mayores precios de referencia del gas natural, esto a pesar de una reducción en la plataforma de producción de crudo y en su precio.

Como consecuencia, la carga fiscal como porcentaje del rendimiento antes de impuestos y derechos fue del 132 por ciento.



A pesar de que el rendimiento antes de impuestos y derechos aumentó en el segundo trimestre de 2014 contra el mismo periodo del 2013, una vez que le restamos los impuestos y derechos pagados, PEMEX registró una pérdida neta de 53 mil millones de pesos en el segundo trimestre de 2014.

Finalmente, la generación de EBITDA fue de 236 mil millones de pesos o 18 mil millones de dólares.

En cuanto a las rentas totales, durante el segundo trimestre de 2014, éstas aumentaron cuatro por ciento o 15.9 mil millones de pesos, como consecuencia de mayores ventas en México y mayores exportaciones.

Las mayores ventas en México se debieron principalmente a mayores precios de gas natural, gasolinas automotrices y diésel.

En lo que se refiere a las exportaciones, se observó un aumento de cuatro por ciento por un incremento de 21 por ciento en las exportaciones de petrolíferos, básicamente de combustóleo.

El incremento en las exportaciones de combustóleo aumentó en gran medida debido a la menor demanda por parte de la Comisión Federal de Electricidad, ya que está sustituido el uso de combustóleo por gas natural para alimentar sus plantas generadoras.

Asimismo, durante el trimestre se observó un incremento en las operaciones de comercio internacional de combustóleo con terceros, lo que también se reflejó en las operaciones de petrolíferos.

El rendimiento bruto disminuyó 8.5 mil millones de pesos o cuatro por ciento, debido a que el costo de ventas se incrementó en 13 por ciento por mayores gastos de operación, mayor costo de producción y de adquisición de inventarios, y mayores costos de productos para reventa, básicamente por mayores volúmenes y precios de gas natural, gasolina Premium y diésel, y mayor precio de gas LP.

Otros ingresos disminuyeron 15.2 mil millones de pesos o en 68 por ciento, principalmente por el reconocimiento de un deterioro del Activo de Burgos por 8.7 mil millones de pesos.

Asimismo, como resultado de la convergencia entre los precios de venta al público en México y los precios de referencia en la costa norteamericana del Golfo de México, se registró una menor acreditación del IEPS, la cual fue compensada por un incremento en las ventas en México de gasolineras automotrices y diésel.

Los gastos de distribución y los gastos de administración aumentaron 2.6 mil millones de pesos.

Como resultado de todo lo anterior, el rendimiento de operación disminuyó 13 por ciento o 26 mil millones de pesos, a 171 mil millones de pesos.

Considerando los costos y gastos de operación totales, el costo neto del periodo de beneficios a empleados disminuyó cuatro por ciento, debido a la actualización de la tasa de descuento que pasó de 6.90 a 8.45 de 2013 a 2014, respectivamente. La depreciación y amortización disminuyó en cuatro por ciento.

En lo que toca a la composición del rendimiento neto, como se puede observar en esta gráfica, los intereses sacados o netos del periodo fueron de 9.7 mil millones de pesos.

Asimismo, en el segundo trimestre de 2014 se registró una utilidad cambiaria de 3.5 mil millones de pesos.

Los impuestos y derechos durante el trimestre ascendieron a 217.9 mil millones de pesos y cabe señalar que el régimen fiscal vigente para PEMEX Exploración y Producción no reconoce en su totalidad los costos actuales de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Consecuentemente, PEMEX registró en el segundo trimestre de 2014 una pérdida neta de 53 mil millones de pesos.

En lo que respecta a la evolución de la utilidad integral del segundo trimestre de 2013 al segundo trimestre de este año, el rendimiento neto disminuyó en cuatro mil millones de pesos.

Otros resultados integrales disminuyeron 3.1 mil millones de pesos, debido principalmente a los efectos de conversión de compañías subsidiarias por 4.1 mil millones, ya que su moneda funcional no es el peso mexicano, generalmente es el dólar.

Sin embargo, este resultado fue parcialmente compensado por el efecto favorable de la venta de acciones de Repsol por 0.9 mil millones de pesos.

Derivado de lo anterior, la pérdida integral en el segundo trimestre de 2014 fue de 52.3 mil millones de pesos.

Pasando a la deuda, la deuda total registró un aumento de 10 por ciento por mayores actividades de financiamiento; la deuda neta, que resulta de restarle a la deuda total el efectivo y sus equivalentes, fue de 836.7 mil millones de pesos, también 10 por ciento mayor a la registrada el 31 de diciembre de 2013.

En el transcurso de los primeros seis meses de 2014, Petróleos Mexicanos y PMI realizaron actividades de financiamiento por un total de 180.7 mil millones de pesos o 3.7 mil millones de dólares.

El total de amortizaciones registradas en el periodo fue de 94.1 mil millones de pesos o 7.2 mil millones de dólares.

La estrategia de financiamientos de PEMEX se ha enfocado 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.

Estamos conscientes de que estas condiciones tan favorables del mercado no serán permanentes y por eso las trataremos de aprovechar en lo que resta del año y en 2015.

Los primeros seis meses de 2014 han presentado desafíos en los mercados, tales como riesgos geopolíticos en algunas regiones de Europa, la debilidad de algunos mercados emergentes e incertidumbre por la reducción de estímulos monetarios por parte de la Reserva Federal de los Estados Unidos.

No obstante, Petróleos Mexicanos ha ejecutado operaciones de financiamiento de manera muy exitosa.

A continuación quisiéramos destacar las siguientes acciones realizadas recientemente:

El 16 de abril PEMEX emitió un bono a 12 años por mil millones de euros, la demanda total por este bono alcanzó seis veces el monto emitido, siendo ésta la mayor demanda en una emisión de euros realizada por Petróleos Mexicanos.

El 2 de julio Petróleos Mexicanos emitió bonos por 15 mil millones de pesos, que corresponden a la reapertura de tres emisiones: mil 500 millones a cinco años a tasa flotante, 11 mil millones a 10 años a tasa fija y el equivalente a dos mil 500 millones de unidades de inversión a 11 años a tasa fija.

En julio de 2014 Petróleos Mexicanos fue reconocido por la revista Latin Finance como el corporativo con la mejor estrategia en el mercado de bonos, la distinción fue otorgada por la excelente capacidad demostrada para anticiparse a las tendencias del mercado, aprovechar las oportunidades de arbitraje y capturar valor en distintos mercados y monedas, así como por la estrategia de diversificación constante de su base de inversionistas y la relación que sostiene con ellos.

El 19 de junio de 2014 la Agencia Calificadora Moody's Investors Service subió la calificación crediticia de PEMEX a A3, la cual corresponde a la calificación global en moneda local y extranjera.

Esta decisión obedece a las perspectivas de la Calificadora sobre los cambios que propone la reforma energética y sus leyes secundarias, entre ellos las modificaciones a la reestructura de gobierno corporativo y la posibilidad de realizar alianzas estratégicas, que podría significar mayores eficiencias y mayor generación de valor para Petróleos Mexicanos a lo largo de la cadena productiva.

Asimismo, Moody's reconoce que el impacto que tendrá la reforma energética en la empresa será de grado H.

En lo que se refiere a los indicadores de deuda, Petróleos Mexicanos continúa manteniendo niveles sólidos y manejables.

Antes de concluir y pasar a la sección de preguntas y respuestas, quisiera agregar que los resultados que acabamos de exponer son indicativos de los retos actuales y futuros de PEMEX.

Al interior y exterior de la empresa el entorno es cada vez más complejo, los requerimientos tecnológicos y financieros de PEMEX son día con día más evidentes.

Asimismo, en un país con el potencial petrolero y desarrollo económico como México, es insostenible continuar bajo el marco regulatorio anterior al de la reforma.

Debemos redefinir nuestra estrategia a futuro como una empresa operadora y generadora de valor, y no como un monopolio más del Estado.

La reforma establecerá un contexto de competencia y colaboración como en otros países con industrias desarrolladas de petróleo y gas, lo que nos brinda grandes oportunidades y desafíos.

La posibilidad de asociarnos con otras empresas, transferir tecnología y conocimientos, así como diversificar riesgos, aumenta considerablemente nuestro potencial y nuestras capacidades de ejecución.

En este contexto, gradualmente tendremos la oportunidad de revertir tendencias y resultados desfavorables como los que estamos observando, los cuales por supuesto están muy lejos de ser deseables o satisfactorios.

Iniciará una nueva historia de PEMEX donde esperamos incrementar y modernizar nuestra plataforma productiva y de transformación, manteniendo márgenes operativos altamente rentables a través de mayores eficiencias a lo largo de la cadena de valor. Esto es, desde exploración y extracción de hidrocarburos, hasta el transporte, proceso y distribución.

Adicionalmente, modernizaremos la estructura corporativa de la empresa, al igual que procesos y esquemas administrativos.

En el corto y mediano plazo seguiremos siendo el principal contribuyente para el Gobierno Mexicano, pero confiamos en que el sector energético y la actividad económica que se derive de la reforma conllevará a una menor carga fiscal para PEMEX.

La reforma energética nos permitirá ejecutar proyectos que el antiguo marco legal excluía en su totalidad o limitaba su factibilidad.

Ahora podremos incursionar en proyectos de recuperación mejorada, aguas profundas, lutitas, y mediante estructuras de financiamiento más eficientes aumentar la rentabilidad de proyectos de transporte y procesos de hidrocarburos.

Como ya lo ha mencionado nuestro Director General, Emilio Lozoya, el reto más importante en la historia de PEMEX está por delante, pero existe el potencial y bajo el nuevo esquema legal tendremos los medios para incrementar la generación de valor de Petróleos Mexicanos.

Muchas gracias.

Y pasamos ahora a la sección de preguntas y respuestas.

**Presentadora:** Gracias, señor Mario Beauregard.

La sesión de preguntas y respuestas de hoy se llevará a cabo por teléfono y electrónicamente, si desea hacer una pregunta, por favor presione la tecla de asterisco o estrella, seguida por el dígito uno del teclado de su teléfono.

Señor José Bernal, adelante con su pregunta, por favor.

**Pregunta:** Hola, buenos días a todos, felicidades por los resultados.

Tengo dos preguntas, si me lo permiten.

La primera es con respecto al negocio de exploración, básicamente un poco con respecto a la producción de crudo.

En la página que tienen el objetivo de producción para este año es de 2.5 millones de barriles diarios, mi pregunta es si todavía mantienen ese objetivo, dado que la tendencia ha ido gradualmente a la baja y con la cifra que envía Julio en los primeros 20 días estamos por debajo de 2.4 millones de barriles diarios.

Así que esa es mi primera pregunta: ¿Se puede mantener ese objetivo?

**Ing. Gustavo Hernández:** Gracias, José, por tu pregunta. Habla Gustavo Hernández.

Efectivamente, hemos venido trabajando en revisar las declinaciones de cada uno de los campos que integran la producción nacional y, como bien apuntas, traíamos un objetivo inicial antes del inicio de año de 2.5 millones de barriles; sin embargo, ahora en la última revisión que tenemos, dado los comportamientos de declinaciones reales de producción en los campos, sobre todo los de mayor producción, hemos revisado y hemos hecho un ajuste a la baja en la expectativa de producción para que al cierre del año tengamos una producción promedio del orden de los dos millones 441 mil barriles. Y eso nos permitirá asegurar la distribución, lo que enviamos a exportación y lo que enviamos al Sistema Nacional de Refinación.

De tal suerte que sí, hemos hecho un ajuste a la baja a las perspectivas de producción.

**Presentadora:** Señor Jorge Manríquez, por favor, adelante con su pregunta.

**Pregunta:** Hola, qué tal, muy buenos días.

Sabemos que el tema del pasivo laboral es parte de lo que se está discutiendo en el Congreso y que PEMEX no está en posibilidad de definir en estos momentos cuál será el esquema final de cómo quedaría la responsabilidad del mismo; sin embargo, se han manejado muchas cifras del monto al cual asciende.

La pregunta específica es: ¿A cuánto asciende ese pasivo laboral de PEMEX?

Gracias.

**Respuesta:** Gracias, Jorge.

Mira, el 31 de diciembre de 2013, que es la última vez que se hace el estudio actuarial anual, el pasivo ascendió a 1.13 billones de pesos. Esa es la cifra más actualizada que existe.

Gracias.

**Presentadora:** ¿Alguna instrucción para preguntas y respuestas a continuación?

Señor José Bernal, adelante con su pregunta, por favor.

**Pregunta:** Hola, muchas gracias por tomar mi segunda pregunta.

Mi segunda pregunta es con respecto al negocio de refinación, ahí veo que los márgenes de refinación variables fueron positivos para lo que va del año, quería ver si podrían darme un poco más de detalles de a qué se debe esta mejora con respecto al 2013.

Gracias.

**Respuesta:** Efectivamente, el margen de refinación presentó una mejora. Como se comentó, esto también tiene que ver con el mercado internacional, la disponibilidad de los crudos en el suministro a lo que es la región del Golfo de México, la capacidad instalada en Estados Unidos, que en función de la oferta y la demanda de los crudos determina los márgenes de refinación que adaptamos en México como referencia para nuestro sistema nacional.

Esto, como decía, se debe a una mayor disponibilidad de crudo, se mencionaba una mayor disponibilidad del crudo en coaching que llega a la costa del Golfo y que al mantener un menor precio de la materia



prima resulta en un mayor margen para la capacidad instalada de refinación.

**Presentadora:** Señor Jorge Manríquez, adelante con su pregunta, por favor.

**Pregunta:** Muchas gracias.

La pregunta es: ¿Se ha modificado, y si sí cuánto, en términos de tiempo, las proyecciones de producción por este rezago en cuanto a la aprobación de leyes secundarias?

Gracias.

**Respuesta:** Gracias por preguntar.

Eso en realidad es un tema técnico, el cumplimiento de las metas, que tiene que ver en alguna parte con condiciones meteorológicas, como lo cité durante mi intervención.

Las temporadas de nortes normalmente van desde fines de noviembre a febrero o marzo, ahora empiezan antes de que termine la temporada de huracanes y eso ha impactado a las actividades costa afuera para completar algunas obras, algunos trabajos que se tienen que realizar. Y hay otros que han impactado en el retraso de la entrega en algunas obras.

De igual forma lo que ustedes ya saben, respecto de una compañía que tuvo problemas, que fue intervenida, ello impactó la utilización de algunas embarcaciones para suministro de lodos de perforación y entonces eso ha hecho que en la perforación nos hayamos tomado más tiempo del que veníamos haciéndolo y nos ha hecho retrasar las metas físicas en relación a perforación de pozos, en el mar particularmente. Y ello tiene un impacto en el cumplimiento de las metas.

El tema de las legislaciones, que está siendo discutido ahora en el Congreso, es un tema diferente, paralelo.

**Pregunta:** Si desea hacer un pregunta, por favor, presione la tecla de asterisco o estrella, seguido por el dígito uno del teclado de su teléfono.

Les reitero nuevamente que si ustedes desean hacer alguna pregunta, presionen asterisco un en su teléfono, también la letra estrella o asterisco.

Gracias.

**Respuesta:** Tenemos un par de preguntas por el webcast.

La primera es acerca del proyecto Los Ramones.

Como saben, el proyecto Los Ramones está dividido en dos grandes partes, la primera se va a finalizar, o sea, Ramones I se va a finalizar a finales de este año, va en tiempo, ya está en construcción y debe de entrar en operaciones en diciembre de 2014.

Los Ramones II, que es la parte que continúa hasta el centro del país, estamos ahí en el cierre financiero y comenzará a construirse en los próximos meses, ya tenemos el proceso de liberación de derecho de vía y la idea es que esa parte del proyecto entre en operaciones a finales del año que entra, como lo habíamos previsto desde el inicio.

Entonces la buena noticia es que Los Ramones va en tiempo y bastante bien.

Otra pregunta que tenemos subida al webcast es acerca de nuestra actividad en los mercados en los próximos meses.

En la parte de dólares, básicamente de emisiones de dólares, ya acabamos, lo único que no falta es en la parte de pesos, aproximadamente 37.5 mil millones de pesos en emisiones en el tercer y cuarto trimestre del año.

Estamos pensando hacer también, como cada año, alguna emisión, aproximadamente un billón de dólares con el US Bank, y eso sería por el resto de 2014.

Como mencioné, las condiciones del mercado, a pesar de la volatilidad que se ha observado, pero seguimos viendo tasas de muy buen nivel, niveles mínimos históricos, y continuaremos tratando de aprovechar estas buenas condiciones para financiar nuestros proyectos de inversión. Tengan por seguro que nos van a ver en el mercado de manera muy activa el próximo año.

Gracias.

**Presentadora:** Señor José Bernal, adelante con su pregunta, por favor.

**Pregunta:** Muchas gracias por tomar nuevamente otra pregunta mía.

Mi última pregunta es con respecto al pasivo laboral. Entiendo que no pueden dar mucha información con respecto a esto, dado que todavía no hay nada definitivo; sin embargo, quería saber si tenían un poco más conocimiento con respecto a esta propuesta, ya que es algo que encuentro con muy poca información en prensa.

Es básicamente si el gobierno asumiera en su totalidad esta deuda del pasivo laboral, quería saber si las contribuciones las haría en este caso el gobierno o serían siendo por parte de PEMEX.

Gracias.

**Respuesta:** Gracias, José.

Mira, de hecho ahora mismo se está discutiendo en la Cámara de Diputados este tema, entonces la verdad es que no podríamos comentar nada al respecto.

En cuanto a alguna decisión se tome, veremos cuál es el impacto para PEMEX y obviamente lo podemos platicar con todos ustedes, pero en este momento no hay mucho que podamos nosotros comentar.

Gracias.

**Presentadora:** Así termina la conferencia de hoy, gracias a los participantes.

**Mario Beauregard:** Muchas gracias por su participación.

Como saben, tenemos una Oficina de Relación con Inversionistas que está atenta a todas sus dudas y preguntas, ya sea vía telefónica o por internet.

Y nuevamente agradezco al ingeniero Gustavo Hernández y a Ignacio por su presencia, y a todos ustedes.

Muchas gracias.

--- o0o ---