

México, D.F., 30 de abril de 2014.

Versión estenográfica de la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 31 de marzo de 2014.

Presentadora: Buen día y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 31 de marzo del 2014 que darán el Director Corporativo de Finanzas, Mario Beauregard; el Encargado del Despacho de la Dirección de Exploración y Producción, Gustavo Hernández; y el Director Corporativo de Operaciones, Carlos Murrieta.

Le 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, en la extensión información financiera, dentro del apartado de relación con inversionistas.

En este momento todos los participantes están en un sistema de audio. La conferencia de hoy será grabada.

Después de la presentación se podrán hacer preguntas y comentarios por teléfono y vía webcast.

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

Usted puede dar inicio a la conferencia, señor Galindo.

Rolando Galindo: Buenos días. Muchas gracias.

Y 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 futuras aquí contenidas.

Asimismo, les pedimos que revisen las voces 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 Mario Beauregard, Director Corporativo de Finanzas.

Gracias.

Mario Beauregard: Muchas gracias, Rolando.

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

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

Durante el primer trimestre de 2014 distintos factores de distinta índole influyeron en los precios del crudo. Estos factores fueron económicos, geopolíticos y de infraestructura en el mercado norteamericano.

En lo que toca a factores económicos, la economía de Estados Unidos ha seguido dando señales de recuperación, con lo que se espera que la Reserva Federal continúe reduciendo estímulos económicos.

Esto, a su vez, ha generado preocupación sobre el impacto que podría tener en el desarrollo y las finanzas de países emergentes.

Adicionalmente, la desaceleración de la economía china, la cual también se esperaba que fuera un componente importante de la demanda global ha presionado los precios del crudo a la baja.

En cuanto al riesgo geopolítico, crisis e inestabilidad social en diversas regiones del mundo han generado incertidumbre en los mercados

energéticos, lo cual ha representado un soporte en los precios de hidrocarburos.

Finalmente, el precio del indicador WTI se ha fortalecido con respecto a la mayoría de los indicadores por la entrada en operación de la parte sur del ducto Keystone XL, el cual provee de crudo a la zona costera de Texas, desde Cushing, Oklahoma, y ha contribuido a la reducción de inventarios en dicha región.

Como consecuencia de todo lo anterior, durante el primer trimestre de 2013 la mezcla mexicana promedió 104.7 dólares por barril, en tanto que en el primer trimestre de 2014 el promedio fue 92.1 dólares por barril.

En lo que se refiere al gas natural, el precio de referencia Henry Hub incrementó 77 por ciento al trasladarse de 2.27 dólares por millón de BTUs durante el primer trimestre de 2013 a 4.02 dólares por millón de BTUs durante el mismo periodo de 2014.

El incremento en los precios se atribuyó principalmente a mayor demanda de gas natural por temperaturas bajas y extremas, esencialmente en el noreste de Estados Unidos y, consecuentemente, a una reducción de inventarios.

En el primer trimestre de 2014 los precios de la gasolina en la costa norteamericana del Golfo de México registraron un descenso de 2.4 por ciento, respecto a los observados durante el mismo periodo de 2013.

Esto se debió principalmente a la acumulación de inventarios derivada de mayor utilización de capacidad instalada, la cual se enfocó a la producción de destilados intermedios, como diésel, ante temperaturas extremas observadas.

Finalmente, el peso registró una depreciación respecto al dólar de 5.9 por ciento, al pasar de 12.35 pesos por dólar el 31 de marzo de 2013 a 13.08 pesos por dólar al cierre de marzo del 2014.

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 la Reserva Federal de los Estados Unidos y al impacto que esto podría tener en países emergentes, así como a riesgos geopolíticos en algunas regiones del mundo.

Más adelante mencionaremos con mayor detalle el impacto que dichas fluctuaciones tuvieron en nuestros resultados.

Ahora abordaremos la sección de exploración y producción, para lo cual le cedo la palabra a Gustavo Hernández, Encargado del Despacho de la Dirección de Exploración y Producción.

Gustavo Hernández: Gracias, Mario. Buenos días a todos y gracias por acompañarnos.

Durante el primer trimestre de 2014 la producción total de petróleo crudo promedió dos millones 492 mil barriles por día; esto es 2.1 por ciento inferior al promedio del mismo periodo del 2013.

Esta diferencia fue resultado de una disminución del 3.7 por ciento en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento de flujo fraccionado de agua en el Activo Cantarell; también una disminución de 4.4 por ciento en la producción de crudo súper ligero, debido al incremento de flujo fraccionado de agua en los campos Pijije y Xen del Proyecto Delta del Grijalva, así como a la declinación natural de campos del Proyecto Crudo Ligero Marino.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 1.5 por ciento en la producción de crudo ligero, resultado fundamentalmente de mayor producción en los campos Kuil, Onel, Chuhuk y Tsimin de la Región Marina Suroeste; Kambesah, de la Región Norte; Artesa, de la Región Sur, así como los campos Gasífero y Bedel, de la Región Norte.

En conjunto la producción de estos campos fue de 207 mil barriles por día al cierre del primer trimestre del 2014.

La producción de gas natural durante el primer trimestre de este año incrementó en 1.9 por ciento respecto al mismo periodo de 2013; esto se debió principalmente a mayor producción de gas asociado con 10.8

por ciento por incremento en los activos Ku Maloob Zaap, Cantarell, Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol Chuc.

El envío de gas a la atmósfera aumentó 92 millones de pies cúbicos al día, debido principalmente a operaciones de mantenimiento en equipos de compresión en plataformas de la Región Marina Noreste y amparos no programados de equipo de compresión en la Región Marina Suroeste durante el mes de febrero.

En este contexto, el aprovechamiento del gas durante el primer trimestre del 2014 fue del 97 por ciento.

En lo que se refiere a infraestructura de operación, el promedio del número de pozos en operación durante el primer trimestre del 2014 fue de nueve mil 725 pozos; esto es 2.6 por ciento inferior al del mismo periodo del 2013.

El número total de pozos terminados disminuyó 47.9 por ciento, de 259 a 135 pozos, debido a menor actividad programada en los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos, de la Región Norte.

También en el periodo se terminaron seis pozos exploratorios, dos pozos más que el periodo comparable del 2013, debido a mayor operación en los activos de exploración Cuenca del Sureste Marino y Aguas Profundas Sur.

Durante el primer trimestre del 2014 la obtención de información sísmica bidimensional registró un incremento debido a mayor actividad en los proyectos de Loma Bonita-Veracruz y Zapatero-Pénjamo.

La obtención de información sísmica tridimensional se enfocó en los proyectos Anélido y Centauro 3D, éste último con la finalidad de identificar nuevas oportunidades exploratorias en la provincia del Cinturón Plegado Perdido.

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

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

Durante el primer trimestre de 2014 el proceso total de petróleo crudo disminuyó 6.4 por ciento debido principalmente al ciclo de mantenimiento programado de plantas y a la realización de algunos trabajos de rehabilitación no previstos.

La proporción de crudo pesado en el procesamiento de crudo del Sistema Nacional de Refinación aumentó 3.7 puntos porcentuales, en seguimiento a la estrategia de aprovechar los equipos de alta conversión de residuales e incrementar los rendimientos de gasolinas y destilados.

La producción total de petrolíferos disminuyó 3.5 por ciento, derivado del menor proceso de crudo; no obstante, la producción de gasolinas fue ligeramente superior a la del primer trimestre de 2013, en tanto que la producción de combustóleo, que es un producto de menor valor agregado, continuó con la tendencia a la baja.

El margen variable de refinación incrementó 2.06 dólares por barril a un margen de 3.34 dólares por barril, como resultado principalmente de una mayor elaboración de gasolinas y a una recuperación en los márgenes internacionales de refinación.

En cuanto al proceso de gas; el proceso de gas natural fue 2.2 inferior al mismo periodo de 2013 como resultado de menor disponibilidad de gas húmedo dulce en la Región Norte. Como consecuencia, la producción de gas seco se redujo a 88 millones de pies cúbicos día equivalente al 2.3 por ciento.

Por su parte, se registró un incremento de 18 por ciento en el proceso de condensados, debido a una mayor entrega de condensados dulces y amargos de la Región Norte y las Regiones Marinas, respectivamente. Con esto, la producción de líquidos del gas se incrementó 2.1 por ciento u ocho mil barriles día.

En cuanto a la elaboración de petroquímicos, se observó un incremento de 12 por ciento o 159 millones de toneladas respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a un aumento de 82

millones de toneladas en la cadena de aromáticos, debido al proceso de estabilización de la unidad CFR y de la normalización de operaciones de la planta para la producción de aromáticos en el Complejo La Cangrejera.

Como resultado del incremento de la cadena de aromáticos y derivados, otros petroquímicos registraron aumentos, en particular hidrocarburo de alto octano como tolueno y etileno.

Segundo. Un aumento de 13 millones de toneladas en la cadena de derivados del metano, resultado de mayor disponibilidad de gas natural, lo que derivó en mayor producción de anhídrido carbónico y metanol.

Y un tercer punto, que fue el aumento en la cadena de propileno y derivados de 30 millones de toneladas, debido a la mayor disponibilidad de propileno y a la estabilización de la planta productiva de ácido nitrilo

Lo anterior fue parcialmente compensado por un descenso en la cadena de derivados del etano de 24 millones de toneladas, debido principalmente a que a partir de septiembre de 2013 se desincorporó la producción de cloruro de vinilo por la formalización de la coinversión con Mexichem.

Por otra parte, debido a los paros no programados se obtuvieron menores volúmenes de polietileno de baja densidad y polietileno de alta densidad.

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.

En cuanto a los resultados financieros del primer trimestre del 2014, quisiera comentarles los aspectos más relevantes.

Las ventas totales registraron un incremento de tres por ciento, comparado con el primer trimestre del año anterior.

Las ventas en México registraron un repunte de ocho por ciento y las exportaciones disminuyeron cuatro por ciento.

Por otra parte, el incremento porcentual del costo de ventas fue mayor al de los ingresos, debido a un aumento en las compras de productos para reventa; no obstante, el rendimiento bruto aumentó en dos por ciento, derivado del incremento en ventas en México por mayores precios de productos petrolíferos, principalmente gasolinas.

El rendimiento de operación disminuyó 10 por ciento, la variación que se observa entre el rendimiento bruto y el rendimiento de operación se explica principalmente por una disminución de 58 por ciento en otros ingresos, la cual se debe a una menor acreditación del IEPS como resultado de menores precios internacionales de referencia y mayores precios de venta al público en México de gasolinas.

Asimismo, el rendimiento antes de impuestos y derechos registró una disminución de 21 por ciento, debido a que en el primer trimestre de 2013 hubo una utilidad en cambios de 33 mil millones de pesos, mayor a la cifra observada en el primer trimestre de 2014.

Por su parte, los impuestos y derechos disminuyeron seis por ciento derivado de la reducción en el precio de la mezcla mexicana de exportación; sin embargo, la carga fiscal como porcentaje del rendimiento antes de impuestos y derechos fue de 121 por ciento, en comparación con 102 por ciento en el primer trimestre de 2013.

Los efectos antes mencionados generaron una pérdida neta de 36 mil millones de pesos, en comparación con una pérdida neta de cuatro mil millones en el primer trimestre de 2013.

La generación de EBITDA fue de 249 mil millones de pesos o 19 mil millones de dólares.

En cuanto a las ventas totales, durante el primer trimestre de 2014, éstas aumentaron tres por ciento o 11 mil millones de pesos, como consecuencia de mayores ventas de México, derivado principalmente de mayores precios de gas seco y gasolinas automotrices.

Eso fue parcialmente compensado por una disminución en ventas de combustóleo de 50 por ciento por menor volumen, la cual obedece a modificaciones en los procesos para incrementar la producción de refinados de mayor valor agregado y disminuir la de refinados de menor valor agregado.

Es importante mencionar que el incremento de las ventas en México no incluye el efecto de la acreditación del IEPS.

En lo que se refiere a las exportaciones, se observó una disminución de cuatro por ciento por una reducción de 12 por ciento en el precio de la mezcla mexicana de exportación y de uno por ciento en el volumen exportado.

El costo de ventas se incrementó tres por ciento, debido a mayores compras de productos para reventa, derivado de mayores volúmenes de importación y el incremento en el precio de gas seco.

Como comentamos anteriormente, el rendimiento bruto aumentó dos por ciento, debido a que el incremento porcentual del costo de ventas fue mayor al de las ventas totales.

Otros ingresos disminuyeron 58 por ciento por una menor acreditación del IEPS, resultado de la convergencia entre los precios de venta al público en México y los precios de referencia de la costa norteamericana del Golfo de México.

Considerando los costos y gastos de operación totales, el costo neto del periodo de beneficios empleados disminuyó cuatro por ciento, y la depreciación y amortización aumentó tres por ciento.

Como consecuencia de todo lo anterior, el rendimiento de operación disminuyó 10 por ciento o 20 mil millones de pesos a 181 mil millones de pesos.

Como se puede observar en esta gráfica, los intereses a cargo netos del periodo fueron de ocho mil millones de pesos.

Asimismo, en el primer trimestre de 2014 se registró una pérdida en cambios de 87 millones de pesos.

La contribución del efecto de asociadas y compañías subsidiarias no consolidadas en el periodo fue de mil millones de pesos.

Adicionalmente, impuestos y derechos durante el periodo ascendieron a 210 mil millones de pesos.

Consecuentemente, PEMEX registró en el primer trimestre de 2014 una pérdida neta y pérdida integral de 36 mil millones de pesos.

La deuda total registró un aumento de ocho por ciento por mayores actividades de financiamiento; la deuda neta, resultado de restarle a la deuda total el efectivo y sus equivalentes, fue de 825 mil millones de pesos, nueve por ciento mayor a la registrada el 31 de diciembre de 2013.

En el transcurso del primer trimestre del 2014, Petróleos Mexicanos realizó actividades de financiamiento por 6.3 miles de millones de dólares.

El total de amortizaciones realizadas por PEMEX en el primer trimestre de 2014 fue de 553 millones de dólares, por lo tanto el endeudamiento neto del periodo fue de 5.8 miles de 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.

Los primeros meses de 2014 han presentado desafíos en los mercados, tales como riesgos geopolíticos, 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 ello, Petróleos Mexicanos ha ejecutado operaciones de financiamiento exitosamente.

A continuación quisiéramos destacar las siguientes transacciones:

El 23 de enero de 2014, Petróleos Mexicanos emitió cuatro mil millones de dólares a través de tres bonos.

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

Asimismo, como hemos venido anunciando, la estrategia de financiamiento de PEMEX en el mercado local es ser un emisor frecuente y predecible. Como parte de esta estrategia, se emitieron certificados bursátiles por un monto de 12 mil 500 millones de pesos, equivalentes a mil millones de dólares, el 30 de enero de 2014 en vasos comunicantes de tasa real o UDIS, tasa flotante y tasa fija.

El 21 de marzo, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito bilateral con Export Development Bank of Canadá, por 300 millones de dólares y vencimiento el 21 de marzo de 2018, con una tasa de 2.35 por ciento.

Adicionalmente, PEMEX desembolsó mil millones de dólares de sus líneas de crédito revolventes.

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

Se continúan observando rangos en los múltiplos de deudas sobre ventas y deuda sobre EBITDA saludables, debido a la importante generación de flujo.

Para finalizar, quisiera destacar algunos aspectos de los resultados del primer trimestre de 2014.

La producción total de hidrocarburos promedio 3.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente diario.

La producción de crudo promedió dos millones 492 mil barriles diarios.

Las ventas totales ascendieron a 407 mil millones de pesos.

Los impuestos y derechos causados se ubicaron en 210 mil millones de pesos.

La carga fiscal representó 121 por ciento del rendimiento antes de impuestos y derechos, 19 puntos porcentuales más que en el primer trimestre de 2013.

El EBITDA fue de 249 mil millones de pesos.

El múltiplo de deuda sobre EBITDA fue de 0.93 veces, lo que continúa siendo una proporción saludable de deuda.

Con esto finalizamos nuestra presentación y ahora abrimos la mesa a preguntas y respuestas.

Gracias.

Presentadora: Muchas gracias, señores.

Si quieren hacer una pregunta, por favor, presionen la letra asterisco, seguida del número uno.

Si están usando el altavoz, por favor, asegúrense de que el botón mudo esté apagado para que sus llamadas entren a nuestro equipo.

Ahora una breve pausa para recibir sus llamadas. Gracias.

Respuesta: Tenemos una pregunta de John *Rabinovich*, de Capital, dos preguntas de hecho.

La primera es: ¿Cuándo enviaremos la forma 20 a la SEC?

El día de hoy teníamos programado celebrar un Consejo de Administración para aprobar los estados financieros auditados al cierre de 2013. Por problemas de agenda de algunos de los miembros del Consejo tuvimos que diferir esta sesión de Consejo, por lo que no pudimos enviar esta forma.

Prevedemos que en los próximos 15 días se podrá llevar a cabo esta sesión de Consejo y, por lo tanto, enviar esta forma a la SEC.

Ing. Gustavo Hernández García: En lo que se refiere a la segunda parte de la pregunta de John *Rabinovich*, en relación a la condición operativa de Exploratus 1 y los delimitadores de Trión y Maximino, habla Gustavo Hernández, te podría decir que en el tema de Exploratus éste fue perforado, está en el Cinturón Plegado de Perdido, perforado a una profundidad de un tirante de agua de dos mil 558 metros, programado para perforarse a una profundidad de cinco mil 930 metros verticales.

Se perforó hasta cinco mil 715, se alcanzó el objetivo, que es evaluar el potencial económico de hidrocarburos contenido en las secuencias siliciclásticas del Oligoceno, el océano superior y el océano inferior.

Ya se concluyó la perforación, ahora está realizándose una operación de una sonda multiprobadora de formación con tubería de perforación y además se está tomando un perfil sísmico vertical, un VSP, que se le conoce en el medio, al fondo, para tener un mejor amarre de la información sísmica que se había adquirido con el dato duro del pozo.

De tal suerte que estamos terminando de tomar este registro VSP, posteriormente tomamos información de registros geofísicos y taponearíamos el pozo.

Eso es lo que se refiera al pozo Exploratus 1.

El pozo Trión delimitador ya fue terminado y está en proceso de evaluación.

Y por lo que se refiere al pozo Maximino delimitador, estimamos que se inicie su perforación a finales del mes de mayo, una vez que concluya la actividad en el pozo Exploratus, con la plataforma West Pegasus.

Respuesta: Quisiera nada más ampliar de tu información, que iba a aprobar el Consejo el día de hoy, nada más comentar, y aquí lo hicimos ver en nuestro comunicado a la SEC, que los estados financieros de PEMEX ya fueron auditados, no hay ninguna

observación, no hay ninguna salvedad, ya pasaron todos los comités internos, es simple y sencillamente un tema de aprobación del Consejo que estaremos obteniendo en las próximas semanas.

Gracias.

Pasamos a la siguiente pregunta, por favor.

Presentadora: Tenemos una pregunta del señor Bernardo Ramírez, de Credit Agricole.

Pregunta: Buenos días, Mario, Gustavo y Carlos.

Antes que nada, muchas gracias por la presentación y la información.

Si me lo permiten, me gustaría hacer un par de preguntas relacionadas.

Durante la presentación se habló de una disminución en la producción promedio de crudo.

¿Nos pudieran más detalle, color, en cuanto a los pasos que se están dando para revertir esta disminución?

Y la segunda pregunta es: Tomando en cuenta esta disminución, ¿consideran que hay que revisar la meta de alcanzar la producción de tres millones de barriles de crudo al día para el 2018?

Respuesta: Con todo gusto, Bernardo, buenos días.

Yo te diría que sí, hemos tenido durante este primer trimestre una producción que en promedio en el trimestre totalizó en dos millones 492 mil, que al compararla con el mismo trimestre del año anterior sí es una reducción importante.

Sin embargo, hemos venido nosotros revisando el comportamiento de todos los campos, todos los yacimientos que integran el portafolio de proyectos de exploración y producción, que aportan producción, estamos revisando también las tasas de declinación reales contra las que veníamos manejando para propósitos de establecer programas y

tenemos la plena seguridad de que esta situación de disminución de producción va a ser revertida, creemos que ya habíamos alcanzado el piso y ahora ya estamos acercándonos a la meta primera inicial de los dos millones 500 mil barriles y posteriormente subirla, para tratar de alcanzar la meta programada en el año, que está establecida por el Congreso, en dos millones 522.

En el escenario de mediano plazo de 2018, como se mencionó, alcanzar los tres millones, que ahora por cierto entiendo que el Secretario de Energía comenta que será posible alcanzar esta meta de tres millones de barriles con la definición completa de la Reforma Energética, la producción del país esperamos que alcance estos niveles, dado que habrá incremento en la capacidad de difusión en la industria por la participación de terceros.

Nosotros sí estamos previendo una mejora en el desempeño de nuestros campos, una mejor atención y, por ende, un cambio en la pendiente declinante y revertir esta pendiente, como lo planteas tú, Bernardo.

Pregunta: Gracias.

Presentadora: Les recuerdo que si quieren hacer una pregunta, por favor presionen la tecla asterisco, seguido del número uno. Gracias.

Vamos a tener una breve pausa. Gracias.

Tenemos una pregunta de Luana Haotzinger, de GPM.

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

Mi pregunta es relacionada con la resolución de la Ronda Cero, me gustaría tener un color en cuanto a esta resolución, de las áreas por licitar por PEMEX.

¿Cuánto eso dependerá o estaría influenciando el target de tres millones de barriles para 2018?

Muchas gracias.

Respuesta: Cómo no, Luanda, buenos días.

Yo te diría que el tema de la Reforma Energética planteó como paso inicial la Ronda Cero, la solicitud de Petróleos Mexicanos a la Secretaría de Energía de las áreas en exploración y campos en explotación que estemos en capacidad de operar.

Para ello, se estableció un límite de 90 días posteriores a la publicación en el Diario Oficial y ese límite se venció el 21 de marzo. En esa fecha Petróleos Mexicanos entregó en tiempo y en forma dicha solicitud.

Ahora, la segunda parte de la Ronda Cero está ahora del lado de la Secretaría de Energía, quien está revisando esa solicitud que hizo Petróleos Mexicanos, y como lo dice el Decreto Constitucional, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, van a revisar, a analizar la solicitud, y tienen un plazo de 180 días posteriores a la entrega de nuestra solicitud que vece el 17 de septiembre.

En esa fecha es la fecha máxima en la cual la Secretaría de Energía le notificará a Petróleos Mexicanos la resolución sobre la solicitud que hemos hecho.

Nosotros creemos que con la solicitud que se hizo de mantener el 83 por ciento de las reservas 2P en la solicitud tenemos la posibilidad de crecer y de mantener nuestros escenarios de producción en los perfiles en los que los hemos manejado.

Por ello, tenemos plena seguridad que vamos a alcanzar estos volúmenes.

Estos volúmenes de producción, establecidos también en la Estrategia Nacional de Energía, incluyen el desarrollo de las cuencas de aguas profundas y de las áreas de hidrocarburos no convencionales.

Si estas áreas son aprobadas para mantenerse dentro de Petróleos Mexicanos, muy seguramente vamos a alcanzar ese perfil.

Hasta que no tengamos la respuesta a la solicitud de Petróleos Mexicanos es cuando estaremos en posibilidad de analizar y, en su caso, modificar el perfil de producción que hemos establecido.

Gracias, Luana.

Presentadora: Por teléfono no hay más preguntas.

Señoras y señores, les recuerdo que si quieren hacer una pregunta, por favor presionen la tecla asterisco, seguido del número uno. Gracias.

Por teléfono no hay más preguntas en este momento.

Señor Mario Beauregard, le gustaría hacer algún último comentario.

Lic. Mario Beauregard Álvarez: Sí, muchas gracias.

Como ustedes saben, mientras hemos estado dando estas conferencias telefónicas para reportar nuestros resultados al primer trimestre, en paralelo hubo un anuncio importante respecto a la entrega al Congreso en México del paquete de leyes secundarias, que ahora serán discutidas por la Cámara de Senadores, la Cámara de Diputados y, eventualmente, aprobadas.

Esto es un hito en la historia de este país y para PEMEX obviamente esperamos que sea un buen paquete, que cambie la dinámica de la empresa en cuanto a sus números, en cuanto a sus cifras financieras.

Todo dependerá del resultado final de las leyes secundarias, pero desde el punto de vista de PEMEX nos sentimos positivos y confiados en que esa será la dinámica en las discusiones.

Por otro lado, también hemos recibido algunas preguntas, comentarios respecto a cuándo publicaríamos nuestras reservas y la tasa de restitución de las mismas. Éstas están hoy en día en dictaminación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los cuales por lineamiento tienen hasta el mes de mayo para terminar con este proceso de dictaminación y esperamos que hacia el mes de junio se estarían publicando estas cifras.

No sé si quieras añadir algo al respecto.

Ing. Gustavo Hernández García: Sí, me gustaría precisar que los lineamientos emitidos por el regulador, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se establecen para reservas probadas el mes de febrero y, en ese orden, la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó las reservas probadas.

Para el caso de las reservas probables y posibles, la 2P, que es las probadas o las probables, y la 3P, que es las probadas, más las probables, más las posibles, ellos tienen un periodo adicional que cubre hasta este próximo mes de mayo para concluir su dictamen y puedan ser reveladas una vez que hayan concluido este dictamen sobre el informe de certificación emitido por los auditores externos.

En ese sentido, esperaríamos a que el regulador concluya con su actividad para estar en posibilidad de revelar las cifras oficiales de reservas por parte de Petróleos Mexicanos.

Lic. Mario Beauregard Álvarez: Muy bien, muchas gracias, Gustavo.

Bueno, con esto daríamos por terminada esta conferencia telefónica, les agradecemos el habernos acompañado y les recordamos que nuestra Oficina de Relación con Inversionistas está siempre abierta a cualquier pregunta o duda que tengan, para resolverla.

Muchas gracias a todos.

Presentadora: Así concluye nuestra conferencia de hoy, muchas gracias por su participación.

--- oOo ---