

México, D.F., 26 de julio de 2013.

Versión estenográfica de la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 30 de junio de 2013.

Presentadora: Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de PEMEX al 30 de junio de 2013, que dará el Director Corporativo de Finanzas, Mario Beauregard Álvarez; el Director de PEMEX Exploración y Producción, Carlos Morales Gil; y el Subdirector de Operación y Ejecución de la Estrategia, Jorge Martínez.

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, en la sección información financiera dentro del aparato de relación con inversionistas.

En este momento todos los participantes están en un sistema de audio. Después de la presentación se podrán hacer preguntas y comentarios por teléfono y vía webcast.

Ahora tengo el placer de dejarlos con Rolando Galindo, Gerente de Relación con Inversionistas.

Puede dar inicio a la Conferencia.

Lic. Rolando Galindo Gálvez: Muchas gracias y buenos días.

Antes de iniciar, quiero recordarles que nuestros comentarios durante la llamada en conferencia pueden incluir expectativas y proyecciones a futuro, las cuales conllevan riesgos inherentes.

Advertimos que un número de factores importantes pudieran causar resultados que provocarían diferencias sustanciales respecto a cualquiera de las proyecciones a futuro aquí contenidas.

Asimismo, les pedimos que revisen las notas precautorias al final del reporte de resultados ubicado 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.

Mtro. Mario Alberto Beauregard Álvarez: Buenos días a todos y muchas gracias por estar con nosotros.

En esta llamada en conferencia hablaremos de los resultados operativos y financieros del segundo trimestre de 2013.

Durante dicho trimestre los ingresos totales ascendieron a 393.2 miles de millones de pesos, el costo de ventas cayó en 12.2 por ciento, la producción de hidrocarburos promedio 3.6 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente, la producción de crudo promedió 2.5 millones de barriles diarios, los impuestos causados durante el periodo alcanzaron 208.3 miles de millones de pesos y durante el trimestre el EBITDA fue de 265 mil millones de pesos.

Durante el segundo trimestre del 2013 los precios internacionales del crudo presentaron una disminución de 3 por ciento respecto a los precios del mismo trimestre de 2012, derivado principalmente del panorama económico global que, en términos generales, comprende incertidumbre sobre el crecimiento económico mundial y las posibles acciones de diversos bancos centrales ante dicho entorno.

Asimismo, otros factores que han tenido un impacto a la baja en los precios del crudo son la crisis económica y financiera en Europa y la acumulación de inventarios en el mercado norteamericano.

Por otro lado, el riesgo geopolítico en países de África del Norte y Medio Oriente, así como efectos estacionales en el mercado norteamericano, principalmente en la época denominada como “driving season” dieron soporte a los precios del crudo.

Durante el segundo trimestre de 2013 la mezcla mexicana de exportación promedió 96.93 dólares por barril, en tanto que en el segundo trimestre de 2012 el promedio fue de 99.97 dólares por barril.

En lo que toca al Gas Natural el precio de referencia Henry Hub promedió durante el segundo trimestre de 2013, 4.01 dólares por millón de BTU's en comparación a 2.28 dólares por millón de BTU's durante el segundo trimestre de 2012.

El incremento a los precios se atribuye a la normalización de temperaturas en Estados Unidos y Canadá, lo que derivó en una mayor demanda de Gas Natural y en una menor acumulación de inventarios.

La recuperación que se ha observado en los precios del gas se explica también por ajustes graduales en las actividades de explotación de gas en Norteamérica.

Durante el segundo trimestre de 2013 los precios de la gasolina en la Costa Norte del Golfo de México fueron inferiores a los observados durante el periodo comparable de 2012 en aproximadamente 3.7 por ciento, debido a los movimientos en los precios de crudo y a la acumulación de inventarios en Estados Unidos.

Finalmente, al 30 de junio de 2013 el tipo de cambio registró una apreciación de casi 5 por ciento respecto a la misma fecha del año anterior.

Es importante recordar que las fluctuaciones en el tipo de cambio tienen un impacto considerable en nuestros estados financieros. Más adelante trataremos este tema.

Ahora cedo la palabra al ingeniero Carlos Morales Gil, Director General de PEMEX Exploración y Producción, para que nos hable de

los aspectos más importantes de exploración y producción durante el trimestre.

Ing. Carlos Morales Gil: Muchas gracias, Mario. Muy buenos días a todos.

Durante el segundo trimestre de 2013 la producción total de petróleo crudo promedió 2 millones 516 mil barriles por día, 1.1 por ciento inferior al volumen del mismo trimestre de 2012.

Lo anterior se atribuyó a una menor producción de crudo súper ligero debido esencialmente al incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijije y Xen del Proyecto Delta del Grijalva y a una menor producción de crudo pesado por la declinación natural y el incremento del flujo fraccional de agua también en los pozos del Activo Cantarell.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor producción de crudo ligero, derivada principalmente de un aumento en la producción en los campos Kuil y Onel, del Activo Abkatún-Pol Chuc; Kambesah, del Activo Cantarell; y Gasífero, del Activo Veracruz.

Cabe destacar que los campos Kuil y Gasífero, que iniciaron producción en el segundo semestre de 2012, en conjunto con los campos Kambesah y Onel, que iniciaron producción en el primer trimestre de 2013, aportaron a la producción un promedio de 65 mil barriles por día.

En lo que respecta a la producción de Gas Natural, durante el segundo trimestre de 2013 ésta disminuyó 2.1 por ciento, derivado de la menor producción de gas no asociado debido a una reducción programada de actividades de perforación y terminación de pozos en el Activo Veracruz y a la declinación natural de campos en el Activo Macuspana-Muspac.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento en la producción de gas asociado, debido fundamentalmente a mayor producción en los Activos Abkatún-Pol Chuc, Bellota-Jujo y Aceite Terciario del Golfo.

Los proyectos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de mil 805 millones de pies cúbicos por día, representando el 32.5 por ciento de la producción total y el 95.1 por ciento de la producción de gas no asociado.

El envío de gas a la atmósfera se contrajo 3 por ciento debido a diversas acciones que hemos emprendido para incrementar el aprovechamiento de gas, principalmente en las regiones marinas, así como para administrar de manera eficiente la explotación de hidrocarburos en la zona de transición del yacimiento o de los yacimientos asociados al Activo Cantarell.

Derivado de estas acciones, el aprovechamiento de Gas Natural durante el segundo trimestre de 2013 ascendió al 98.1 por ciento.

En términos de infraestructura, PEMEX continuamente amplía el uso de tecnología e información en sus actividades de perforación para mejorar la eficiencia y la generación de valor. Un ejemplo de esto es que en el transcurso de 2013 se han concluido 18 pozos no convencionales en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, los cuales alcanzan una producción inicial promedio de 600 barriles por día, estabilizándose en una producción promedio de 400 barriles por día, lo que contrasta considerablemente con las cuotas de producción promedio de los pozos convencionales del mismo proyecto, que son de entre 20 y 30 barriles por día.

La alta productividad de estos pozos horizontales descansa en la estrategia de efectuar terminaciones con múltiples fracturas en un número mayor de 10.

Durante el segundo trimestre del año el promedio del número de pozos en operación ascendió a 9 mil 816, lo cual representó un aumento de 488 pozos comparados con el segundo trimestre de 2012.

El número de equipos en operación disminuyó en cinco equipos empleados en las actividades de desarrollo, debido principalmente a una menor actividad programada en los Activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte.

En el segundo trimestre de 2013 la terminación de pozos disminuyó en 107 pozos, debido principalmente a menor terminación de pozos de desarrollo por una reducción programada también los activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica.

Asimismo, se terminaron siete pozos exploratorios, un pozo menos que lo realizado en el mismo trimestre de 2012, debido a una menor actividad programada en el Activo Burgos.

La adquisición de información sísmica bidimensional fue de mil 807 kilómetros, destacando la localización de recursos en lutitas en el noreste del país, así como la obtención de mayor información en las cuencas del sureste.

La información sísmica tridimensional se ubicó en 4 mil 210 kilómetros cuadrados, destacando la obtención de información en aguas profundas del Golfo de México en el noreste mexicano.

Finalmente, quisiera mencionar brevemente algunos aspectos sobre los resultados de la tercera ronda de contratos integrales.

Esta tercera ronda el 11 de junio de 2013 se anunció el fallo de la licitación de los contratos integrales de exploración y producción para Chicontepec. En dicho proceso participaron 20 empresas, las cuales adquirieron 54 paquetes de bases de licitación.

Las empresas que resultaron ganadoras para ofrecer las mejores condiciones para PEMEX son para el bloque Soledad resultó Petrolite de México; para el bloque Miquetla, Operadora de Campos DWF; y para el bloque Humapa, Halliburton de México.

Los tres bloques asignados abarcan una superficie de 365 kilómetros cuadrados con reservas totales 3P cerca de 723 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con esto concluimos las acciones de exploración y producción y cedo la palabra a Jorge Martínez, Subdirector de Operación y Ejecución de la Estrategia.

Ing. Jorge Itzal Martínez Herrera: Muchas gracias, Carlos. Buenos días a todos y gracias por participar en esta conferencia.

El proceso total de petróleo crudo aumentó 46 mil barriles-día o 3.7 por ciento, debido principalmente al mayor proceso de crudo en la Refinería de Minatitlán por la estabilización de operaciones de plantas del proyecto de la reconfiguración.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación disminuyó 5 por ciento, con la finalidad de reducir la producción de productos residuales en las refinerías del centro del país y evitar con ello un impacto en el proceso de crudo por la capacidad de desalojo.

La capacidad utilizada de destilación primaria registró un incremento de 3 por ciento, pasó de 74.5 a 77.5 por ciento de la capacidad total instalada.

En línea con lo anterior, la producción total de petrolíferos aumentó 4.7 por ciento o 66 mil barriles-día, observándose incrementos en la producción de gasolina, diesel, turbosina y combustóleo.

El margen variable de refinación disminuyó 2.45 dólares por barril a un margen negativo de 5.13 dólares por barril, derivado en parte de fluctuaciones desfavorables de los márgenes internacionales de refinación a un efecto de revaloración de inventarios, así como a un mayor proceso de crudo ligero en el Sistema Nacional de Refinación, que permitió disminuir la producción de residuales.

En cuanto al proceso de gas se observó una disminución de 5.6 por ciento como resultado de menor disponibilidad de gas húmedo amargo provenientes de las regiones Marina y de las áreas productoras de gas mesozoico, lo que fue parcialmente compensado por mayor oferta de gas húmedo dulce en la Región Norte.

El proceso de condensados promedió 47 Mbd's, 1.5 por ciento inferior al registrado durante el segundo trimestre del 2012, debido a menor oferta de condensados dulces provenientes de la Región Norte.

Derivado de lo anterior, la producción de gas seco fue de 3 mil 600 millones de pies cúbicos-día, 3 por ciento menor a la producción del trimestre comparable del año anterior, en tanto que la producción de líquidos del gas disminuyó 7.3 por ciento.

Respecto a la elaboración de petroquímicos, la elaboración se incrementó 16 por ciento de 1.71 millones de toneladas a 1.36 millones de toneladas respecto al mismo trimestre de 2012, debido principalmente a la continuación de pruebas de desempeño de la Unidad CCR y la normalización de operaciones de plantas para la producción de aromáticos en el Complejo La Cangrejera.

Derivado de lo anterior, se observaron incrementos de la producción de aromáticos y derivados, así como de otros petroquímicos, incluyendo gasolinas amorfas, gasolinas de base octano y benceno, tolueno y xileno.

Por otra parte, en la cadena de propileno y derivados se observó un incremento en la producción de acrilonitrilo debido a la normalización de la operación de las plantas durante el segundo trimestre de 2013.

Lo anterior permitió compensar la menor producción en la cadena de derivados del etano, debido principalmente a menor producción de etileno destinado al mercado exterior y a menores producciones de polietileno de baja densidad y polietileno lineal de baja densidad por retrasos operativos; y la menor producción de la cadena de derivados del metano, debido en parte a menor producción de metanol por acumulación de inventarios y a menores ventas de anhídrido carbónico por una disminución en la demanda del sector industrial y refresquero.

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

Mtro. Mario Alberto Beauregard Álvarez: Gracias, Jorge.

En cuanto a los aspectos financieros del segundo trimestre de 2013, quisiera comentarles los más relevantes.

En el segundo trimestre del año las ventas registraron una disminución de 3.2 por ciento como consecuencia de menores precios del crudo y

menores volúmenes de exportación. Sin embargo, en México se registraron mayores volúmenes y precios de venta de diversos productos refinados y Gas Natural.

El rendimiento bruto se incrementó 6.4 por ciento debido a que el costo de ventas disminuyó proporcionalmente más que los ingresos totales, como resultado de una reducción en la compra de productos para venta en México como consecuencia de un mayor proceso de refinación interna y de menores precios internacionales de hidrocarburos.

La variación que se observa entre el rendimiento bruto y el rendimiento de operación se explica por gastos generales por un monto de 33.7 miles de millones de pesos y otros ingresos por 22.3 miles de millones de pesos.

Asimismo, el rendimiento antes de impuestos y derechos registra una disminución a consecuencia del resultado integral de financiamiento que representó un costo de 38.1 miles de millones de pesos, 7.4 miles de millones de pesos menor al costo registrado durante el segundo trimestre del 2012.

Los impuestos y derechos disminuyeron casi 5 por ciento debido principalmente al menor valor de la producción; sin embargo, este descenso no fue suficiente para compensar los efectos antes mencionados y al cierre del trimestre se registró una pérdida neta de 49 mil millones de pesos.

Durante el segundo trimestre, PEMEX continúa con una fuerte generación de EBITDA, el cual ascendió a 265 mil millones de pesos.

Entrando a más detalle: Las ventas totales disminuyeron 3.2 por ciento, donde las ventas en México se incrementaron en casi 19 mil millones de pesos debido principalmente a mayores precios de venta de productos, como gasolina, diesel y Gas Natural, así como a mayores volúmenes de venta de gasolina Premium, turbosina y combustóleo pesado, lo cual fue parcialmente compensado por menores volúmenes de venta en México de gasolina Magna.

Por otra parte, las exportaciones registraron una disminución de cerca de 32 mil millones de pesos, debido a una caída de 6.9 por ciento en el volumen de crudo exportado como resultado de mayor capacidad de refinación con la estabilización de plantas en la Refinería de Minatitlán.

Una disminución en el precio de la mezcla mexicana de exportación, la cual descendió de 99.97 dólares por barril en el segundo trimestre de 2012 a 96.93 dólares por barril en el segundo trimestre de 2013.

Y a la apreciación del peso frente al dólar estadounidense de 5 por ciento, que pasó de 13.65 pesos por dólar en el segundo trimestre de 2012 a 12.95 pesos por dólar en el mismo trimestre de 2013.

Durante el segundo trimestre de 2013 los costos y gastos disminuyeron 8.4 por ciento con respecto al mismo trimestre de 2012.

En este sentido, el costo de ventas registró un decremento de 12.2 por ciento, principalmente como resultado de una disminución de 12.2 por ciento en compra de productos para reventa a consecuencia de menores precios de hidrocarburos y combustibles de referencia, así como por menores importaciones como resultado de mayor producción interna de productos petrolíferos y la apreciación del peso frente al dólar.

Lo anterior fue parcialmente compensado por incrementos en los rubros de depreciación y amortización.

Asimismo, durante el segundo trimestre de 2013 los gastos generales integrados por gastos de distribución y de administración se ubicaron en 33.7 miles de millones de pesos, registrando un incremento de 5.6 miles de millones de pesos, de los cuales 3.5 miles de millones de pesos, es decir, el 63 por ciento, corresponden al costo neto del periodo de beneficios empleados.

Durante el segundo trimestre de 2013 el resultado integral de financiamiento representó un costo del 38.1 miles de millones de pesos, 7.4 miles de millones de pesos inferior al del mismo trimestre del año anterior, cuando se registró un costo de 45.5 miles de millones.

Lo anterior es resultado del rendimiento financiero registrado en el periodo por nuestros activos con un total de 2.3 miles de millones de pesos, un costo financiero por 11.9 miles de millones de pesos y un ajuste por pérdida en cambios por 28.6 miles de millones de pesos, derivado de la depreciación del tipo de cambio durante el trimestre, es decir, del 31 de marzo al 30 de junio del 2013, el cual pasó de 12.35 pesos por dólar a 12.95 pesos por dólar.

En el segundo trimestre del año los impuestos y derechos disminuyeron 4.7 por ciento o 10.2 miles de millones de pesos, como resultado de un menor valor de la producción.

Asimismo, el ingreso derivado de la tasa negativa del IEPS es 42 mil millones de pesos menor al registrado en el mismo trimestre del año anterior, principalmente como resultado de menores precios internacionales de referencia, mayores precios de productos en México y la apreciación observada del peso.

En el trimestre se registró una pérdida neta de 49 mil millones de pesos, 45.9 por ciento mayor a la registrada en el segundo trimestre de 2012, derivado de menores ventas como resultado de una caída en el precio de la mezcla mexicana de exportación, menores volúmenes de exportación, un resultado integral de financiamiento, que representó un costo de 38.1 miles de millones de pesos y menores ingresos derivados a tasa negativa del IEPS, mismos que se encuentran registrados dentro del rubro de otros ingresos.

Al 1º de enero de 2013 el saldo en caja alcanzó 119.2 miles de millones de pesos.

Al 30 de junio de 2013, a nivel de flujo de efectivos se realizaron las siguientes operaciones:

Se generaron recursos de operación equivalentes a 122.3 mil millones de pesos netos de impuestos.

En el periodo se han pagado 424 mil millones de pesos por concepto de impuestos y derechos, por lo que los recursos generados por la operación antes de impuestos alcanzaron 546 mil millones de pesos.

Se captaron 107.6 mil millones de pesos a través de actividades de financiamiento, las cuales incluyen la utilización de líneas revolventes de PMI. Lo anterior resultó en un flujo disponible por 349 mil millones de pesos.

Por otro lado, se realizaron pagos de deuda por 130 mil millones de pesos, que incluyen amortizaciones de líneas revolventes.

Asimismo, se llevaron a cabo pagos de intereses por 18 mil millones de pesos.

Durante el año se realizaron inversiones por 87.7 mil millones de pesos y se tienen registrados 8.4 mil millones de pesos en impuestos y derechos por pagar.

Así, al 30 de junio de 2013 el saldo en caja fue de 106.7 mil millones de pesos.

La deuda total registró una disminución de 3.4 por ciento durante el primer semestre de 2013, principalmente como resultado de la apreciación del peso frente al dólar de 0.5 por ciento, así como mayores amortizaciones en la deuda de corto plazo.

Por otra parte, si a la deuda total se le resta el efectivo y equivalente, se obtiene la deuda neta, misma que asciende a 653.5 mil millones de pesos, 2.1 por ciento menor a la registrada al 31 de diciembre de 2012.

Con respecto a las actividades de financiamiento, durante el segundo trimestre de 2013 se realizaron las siguientes operaciones:

El 25 de junio Petróleos Mexicanos llevó a cabo una reapertura por 2.5 mil millones de pesos de la emisión de certificados bursátiles realizada originalmente en noviembre de 2012, con vencimiento en 2017 y tasa variable de TIIE a 28 días más tres puntos base.

El 18 de julio de 2013 PEMEX llevó a cabo la emisión de deuda en los mercados internacionales por un monto total de tres mil millones de dólares, a través de cuatro bonos; mil millones de dólares a tasa fija con vencimiento al 18 de enero del 2024 y un cupón de 4.875 por

ciento; mil millones de dólares a tasa fija con vencimiento el 18 de julio de 2018 y cupón de 3.5 por ciento; 500 millones de dólares a tasa variable, vigor a tres meses, más 202 puntos base, con vencimiento el 18 de julio de 2018.

Y una reapertura del bono a tasa fija y cupón del 6.5 por ciento, con vencimiento el dos de junio de 2041, por un monto de 500 millones de dólares.

Con eso damos por terminada la sección financiera, con la que me gustaría recalcar los principales aspectos del segundo trimestre de 2013.

Los ingresos totales ascendieron a 393 mil millones de pesos; el costo de ventas cayó en 12.2 por ciento; la producción de hidrocarburos promedió 3.6 millones de barriles diarios de petróleo crudo o equivalente; la producción de crudo promedió 2.5 millones de barriles diarios; los impuestos causados durante el periodo alcanzaron 208.3 miles de millones de pesos y durante el trimestre el EBITDA fue de 265 mil millones de pesos.

Ahora abrimos la línea para preguntas y respuestas.

Muchas gracias.

Presentadora: Gracias.

Ahora procederemos con la sesión de preguntas y respuestas, usted puede enviar su pregunta vía webcast.

Si desea ponerse en la fila para hacer una pregunta por teléfono, por favor oprima el asterisco, seguido del número uno.

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

Nuevamente, si tiene alguna pregunta, envíela por el webcast u oprima asterisco y luego el uno en su teléfono.

Un momento, por favor.

Tenemos a José Bernal en la línea con una pregunta. Adelante, por favor.

C. José Bernal: Hola, muy buenos días. Tengo un par de preguntas.

La primera es con respecto a cuál es el objetivo de crudo para este año, a ver si nos pueden confirmar o reafirmar el objetivo para este año. He visto que ahí la producción ligeramente o gradualmente ha caído durante el primer semestre.

Y segundo, quiero saber si pueden mantener el objetivo que habían dado originalmente para este año. Eso es por un lado.

Con respecto al negocio de refinación, hemos visto que los precios domésticos de la gasolina han ido subiendo, volúmenes han caído, el crédito del IEPS ha bajado.

Y quiero saber cuál es la política del incremento de la gasolina, si el desliz va a continuar y el IEPS en algún momento en este año va a desaparecer.

Gracias.

Ing. Carlos Morales Gil: Respecto a la primera parte de tu pregunta, José, te comento lo siguiente:

La producción con la que tenemos estimado cerrar el año es de dos millones 541 mil barriles por día en promedio. Esto quiere decir que durante el segundo semestre la expectativa que tenemos es de un incremento en la producción como consecuencia de una continuidad mayor en las actividades de perforación y actividades de terminación de pozos prácticamente en todos los activos y ya la operación también más consistente de los equipos autoelevables en las regiones marinas.

Respuesta: Con relación a la segunda parte, como sabes, la política de precios de gasolina la determina la Secretaría de Hacienda.

En principio nosotros sí estamos suponiendo que durante 2014 continuará la política de deslizamiento de estos precios.

Presentadora: En cuanto a la producción de gasolina, si nos comparamos con el mismo periodo del año pasado, tenemos un incremento del orden de 30 mil barriles día. Y esto se ha debido principalmente a la estabilización de las plantas de proceso de la reconfiguración de Minatitlán, que nos ha permitido subir el proceso.

C. José Bernal: Gracias.

Presentadora: Nuevamente, si tiene alguna pregunta, envíela por el webcast u oprima el asterisco y luego el uno en su teléfono.

Tenemos a Araceli Espinosa, de Scotiabank.

Por favor, adelante con su pregunta.

C. Araceli Espinosa: Buenos días.

Les quiero preguntar si es posible que me comenten sobre la noticia que salió ayer en el periódico sobre el nuevo contrato colectivo de trabajo con el Sindicato que se firmará antes del 31 de julio por el periodo 2013 y 2015.

Y mi pregunta va enfocada sobre en qué escenario se sentiría cómodo PEMEX para poder ver una reducción en los gastos operativos, en lo que se refiere a prestaciones de los empleados y también mucho sobre los fondos de pensiones de los trabajadores.

Gracias.

Respuesta: Gracias, Araceli.

Mira, las negociaciones siguen en marcha, la idea es terminarlas a finales de este mes, estamos hablando de la próxima semana, por lo que seguramente la semana próxima habrá un anuncio con relación al paquete completo del contrato colectivo para estos próximos dos años. Por ahora no tenemos información concluyente todavía.

Presentadora: Nuevamente, si hay alguna pregunta, por favor envíela por el webcast u oprima asterisco uno en su teléfono.

Tenemos a Pablo Medina, de Mackenzie, en la línea, con una pregunta.

Adelante, por favor.

C. Pablo Medina: Ingeniero Morales, tengo dos preguntas que le quiero hacer.

La primera es ver si hay planes para desarrollar conjuntamente Lakach, junto con Tabscoob o Noxal, dada su cercanía.

Y la segunda es pedirle si nos pudiera dar una actualización operativa de Maximino y PEP.

Muchas gracias.

Ing. Carlos Morales Gil: Mira, en el caso de Lakach, obviamente ya está en proceso su desarrollo, como hemos venido comentando, la plataforma que a va a perforar los pozos está ahora terminando la perforación del pozo Piklis y luego se pasará a iniciar el desarrollo de Lakach.

Y luego ya los procesos de contratación de las líneas submarinas, de los árboles de válvulas submarinos y de la planta de tratamiento que se instalará en tierra están ya en curso a Lakach.

El programa que se tiene es sí irle agregando las otras estructuras que se tienen en las cercanías, como es el caso de Piklis mismo, como es el caso de Kunah, principalmente, y posteriormente Noxal, que está un poco más retirado.

Y también esperamos después ampliar esa zona, ese clúster con otros yacimientos que vamos a perforar a continuación, como es el caso de Yoka, que es el siguiente pozo exploratorio que vamos a perforar en esa región.

Por lo que respecta a Maximino, Maximino está ahora en proceso de introducción del aparejo de producción para ser probado muy probablemente en la semana próxima.

Como hemos comentado en otras ocasiones, Maximino ha detectado ya presencia de hidrocarburos y ahora estamos entrando en la fase de pruebas de producción.

PEP, por otro lado, continúa su perforación, hemos ya atravesado lo que son las arenas de edad terciaria del mioceno y de holoceno y estamos entrando ahora a lo que se conoce como el paleoceno whooper, que una vez que tengamos resultados ahí obviamente los haremos de su conocimiento.

Presentadora: Gracias.

Nuevamente, si hay alguna pregunta, puede enviarla por el webcast o puede oprimir asterisco y luego el uno en su teléfono.

Tenemos a Santiago Pérez Teuffer, de Credit Suisse. Por favor, adelante con su pregunta.

C. Santiago Pérez Teuffer: Buenos días a todo el equipo de PEMEX y muchas gracias por tomar nuestras preguntas.

Mi pregunta iba relacionada al punto que hicieron ahora sobre las plataformas autoelevables y quiero ver si pueden comentar más o menos ahora cuántas están rentadas, cuántas planean llegar, cuántas están en utilización y cuántas planean llegar más o menos para cumplir sus objetivos.

Muchas gracias.

Ing. Carlos Morales Gil: Actualmente tenemos operando 36 autoelevables, que son las que están ya operando.

Tenemos contratadas adicionalmente, que esperamos que lleguen de aquí al primer trimestre del próximo año otras cuatro más, lo que estaríamos llegando a 40.

Y estamos en proceso, iniciando algunos procesos de contratación de otras siete adicionales, que estarían llegando también en los próximos siete u ocho meses. Ese es el proceso como va hasta el momento.

Después estaríamos iniciando un proceso de reemplazo de aquellas unidades de mayor antigüedad.

Presentadora: Gracias.

Nuevamente, si hay alguna pregunta, por favor envíela por el webcast u oprima asterisco-uno si desea hacerla por teléfono.

En este momento no tenemos a nadie más con preguntas, me gustaría cederle la palabra para dar los últimos comentarios.

Intervención: Simplemente agradecerles su presencia en esta llamada en conferencia y les reiteramos que estamos a sus órdenes con nuestra oficina con inversionistas para atender cualquiera de sus dudas.

Muchas gracias.

Presentadora: Damos y caballeros, con esto concluimos la conferencia del día de hoy, les agradecemos su participación, pueden desconectarse.

- -o0o- - -