



México, D.F., 4 de mayo de 2010.

Versión estenográfica del Reporte de Resultados Financieros de PEMEX al 31 de marzo de 2010, ofrecida por Carlos Treviño Medina, Director Corporativo de Finanzas, y Carlos Morales Gil, Director de Pemex-Exploración y Producción.

-Moderadora: 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 Sección de Información Financiera contenida en el micrositio 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 únicamente por teléfono.

Tengo ahora el placer de dejarlos con Celina Torres, Gerente de Relación con Inversionistas.

-Lic. Celina Torres: Muchas gracias y buenos días.

Antes de iniciar quiero recordarles que nuestros comentarios durante la llamada en conferencia pueden incluir expectativas.

Las proyecciones a futuro 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, publicados en la sección de Relación con Inversionistas de 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 o anuales se calculan en relación con el mismo periodo del año anterior, a menos de que se especifique lo contrario.

Por último, es importante señalar que los Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2009 están disponibles en la página de Internet y no presentan diferencias



significativas con respecto a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2009, retransmitidos a la Bolsa Mexicana de Valores el 31 de marzo de 2010.

Hecho del que se dio aviso al mercado financiero mexicano a través de un evento relevante a la Bolsa Mexicana de Valores y mediante una Forma 6K o Reporte de Emisor Privado Extranjero, a la Comisión de Valores de los Estados Unidos, esto al público financiero.

Los dejo ahora con Carlos Treviño Medina, Director Corporativo de Finanzas.

Lic. Carlos Treviño Medina: Muchas gracias, Celina. Muy buenos días a todos.

El día de hoy nos acompaña el Ingeniero Carlos Morales Gil, Director General de Pemex-Exploración y Producción; también nos acompaña el Doctor Vinicio Suro, Subdirector de Planeación en Pemex-Exploración y Producción.

Durante esta conferencia presentaremos los principales aspectos operativos y financieros del primer trimestre de 2010.

Iniciamos con la presentación.

En relación con los principales aspectos financieros del primer trimestre de 2010, tenemos que las ventas totales incluyendo ingresos por servicios aumentaron en un 36 por ciento, ubicándose en 307 mil 900 millones de pesos, principalmente por mayores precios del crudo de exportación.

El rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos, aumentó a 103 mil 600 millones de pesos, debido principalmente al incremento de 44 mil 300 millones de pesos en el rendimiento de operación, y a un producto de 34 mil 500 millones de pesos en el resultado integral de financiamiento. Esto por la apreciación del peso respecto al dólar del primer trimestre de 2010, en comparación con la depreciación observada en el primer trimestre del 2009.

El rendimiento neto se ubicó en mil 400 millones de pesos, lo que representa una mejora de 28 mil 400 millones de pesos, la cual obedece en mayor medida al incremento en las ventas del crudo de exportación y a un efecto favorable en la variación cambiaria.

En relación con los principales aspectos operativos durante el primer trimestre de 2010, la producción de crudo disminuyó 2.2 por ciento, promediando 2 mil 607 barriles diarios, especialmente como resultado de la declinación del Proyecto Cantarell, la cual fue parcialmente compensada por un incremento de 6.4 por ciento en la producción del Proyecto Ku Maloob Zaap.

Asimismo, la producción de gas natural disminuyó 1.1 por ciento, para ubicarse en 6 mil 900 millones de pies cúbicos diarios, como resultado de optimizar la explotación en la zona de transición de Cantarell.



A continuación, Carlos Morales comentará con ustedes los temas relevantes de Exploración y Producción del primer trimestre de 2010.

Ing. Carlos Morales Gil: Muy buenos días a todos. Gracias Carlos.

Vamos a comentar con ustedes los principales resultados de Exploración y Producción durante este primer trimestre del 2010, en el cual la adquisición de información sísmica bidimensional alcanzó 558 kilómetros, dado que el enfoque principal de la adquisición de información fue dado a la sísmica tridimensional, la cual se situó en 6 mil 499 kilómetros cuadrados.

La adquisición de información sísmica bidimensional se enfocó en el Proyecto Burgos, disminuyendo 8 mil 80 kilómetros con respecto al mismo periodo del año anterior. El propósito fue ampliar las áreas para incorporación de reservas.

Asimismo, como ya comenté, la información sísmica tridimensional se incrementó 2 mil 641 kilómetros cuadrados debido a una mayor actividad en la Cuenca del Golfo de México Profundo y en las cuencas del Sureste, así como en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

El objetivo central continúa siendo fortalecer el portafolio de oportunidades exploratorias.

Como resultado de la perforación de pozos durante el primer trimestre de 2010, se tuvo un éxito en los pozos exploratorios Tilapia Uno, Caraguay Uno, de la Región Norte; Tikol Uno de la Región Sur, y Labay Uno del Golfo de México B, en la Región Marina Suroeste, los cuales se encuentran actualmente en etapa de certificación de reservas.

En relación con las actividades de Exploración y Producción se obtuvieron los siguientes resultados:

La producción de crudo del primer trimestre de 2010 promedió 2 millones 607 mil barriles diarios; es decir, tuvo una contracción de 2.3 por ciento con respecto al primer trimestre de 2009. Este comportamiento se debió principalmente a el efecto del volumen de crudo pesado que disminuyó su tendencia de declinación; es decir, se redujo 9.4 por ciento, como resultado de la administración de la declinación del proyecto Cantarell, compensado parcialmente por un incremento de 6.4 por ciento en la producción del Proyecto Ku Maloob Zaap.

La producción de crudo súper-ligero, aumentó 28.5 por ciento por la terminación de pozos en los proyectos Delta del Grijalva y Costero Terrestre de la Región Sur, así como en el proyecto Crudo Ligero Marino de la Región Suroeste.

Asimismo, el volumen de crudo ligero aumentó 2.9 por ciento debido al incremento en la producción de los proyectos Yatché e Ixtal Manic, de la Región Marina Suroeste.



De manera agregada, la producción de crudo superó en 68 mil barriles diarios la expectativa establecida en su meta trimestral de 2010.

Esto muestra la vitalidad de los proyectos de explotación que actualmente se ejecutan.

Por lo que hace a la producción de gas natural, durante el primer trimestre de 2010 se mantuvo estable con respecto al mismo periodo de 2009, al promediar 6 mil 946 millones de pies cúbicos diarios, incluido en este volumen el nitrógeno que fluye junto con el gas natural.

El volumen producido de gas no asociado aumentó 4.2 por ciento, principalmente por la terminación de pozos en el Proyecto Burgos, perteneciente a la Región Norte.

No obstante la disminución de 3.9 por ciento en la producción de gas asociado con alto contenido de nitrógeno, como resultado de la administración de la explotación en la zona de transición del proyecto Cantarell.

Los proyectos Burgos y Veracruz, alcanzaron un volumen de producción de 2 mil 434 millones de pies cúbicos diarios en el primer trimestre de 2010, representando el 35 por ciento de la producción total.

El primero de febrero de 2010 el proyecto Burgos alcanzó un máximo histórico de producción de mil 624 millones de pies cúbicos.

Durante el primer trimestre de 2010 el número total de pozos terminados aumentó 49.6 por ciento respecto al mismo trimestre de 2009, al pasar de 236 a 353.

Los pozos de desarrollo terminados fueron 346, lo que significó un incremento de 122, debido principalmente a la mayor actividad en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

En materia de exploración, se perforaron siete pozos, cinco menos que en el primer trimestre de 2009, debido a la actividad programada en los proyectos de exploración de la Región Sur.

Me gustaría mencionar ahora los avances más relevantes que durante este primer trimestre de 2010 de los tres principales proyectos que tenemos en ejecución.

Los principales avances registrados en Cantarell comprenden la terminación de un pozo de desarrollo, la reparación mayor de 16 pozos y la reparación menor de siete pozos, así como la instalación de cuatro plataformas recuperadoras en Akal; son cuatro tetrápodos en Akal TM, Akal TI, Akal TH y TKL.

Durante el primer trimestre de 2010 la declinación del activo Cantarell se ha mantenido en 15 por ciento, debido a la optimización en la explotación del proyecto.



Como comentamos en la reunión anterior, esta declinación durante el primer semestre de 2009 se ubicaba en 38 por ciento.

Los principales avances registrados en el Proyecto Ku Maalob Zaaq comprenden la terminación de dos pozos de desarrollo, reparación mayor de cuatro pozos y menor a 12 pozos.

Durante el primer trimestre del 2010, la producción promedio del proyecto fue de 848 mil barriles por día.

Los principales avances en ATG comprenden la terminación de 226 pozos de desarrollo, la reparación mayor de 68 y la reparación menor de 97 pozos.

Hacia finales del primer trimestre de 2010 se logró incrementar la producción promedio de hidrocarburos a 39 mil barriles diarios, y es relevante mencionar que el día 29 de abril pasado se obtuvo un máximo volumen de 42 mil 256 barriles.

Adicionalmente quiero mencionar algunos aspectos relevantes, dignos de subrayar en el Proyecto Cantarell.

Con el propósito de administrar la declinación del complejo, actualmente personal del activo mantiene una serie de iniciativas que han impactado en forma positiva en la producción: mayor control de los pozos críticos para reducir la producción de gas de la zona de transición; la incorporación de producción adicional por reparaciones mayores; el incremento de la presión del yacimiento en la zona de gas, gracias a la reinyección del gas producido, lo cual permite mantener la presión en la zona de aceite.

Por otro lado, se ha mantenido la productividad por pozo desde el segundo semestre de 2009, gracias a un mejor control de los pozos productores y con ello se han reducido las emisiones de gas a la atmósfera.

Con base en las iniciativas principales mencionadas anteriormente se ha logrado reducir la declinación de la producción del Activo Integral Cantarell y pasar de un 38 por ciento, como ya mencioné, en el primer semestre de 2009, a un 15 por ciento durante el segundo semestre y continúa en este primer trimestre del 2010.

Lic. Carlos Treviño Medina: Ahora continuaré con los resultados de los organismos industriales.

En el primer trimestre de 2010 el proceso total de crudos disminuyó 4.9 por ciento, como resultado de mantenimientos fuera de programa.

El proceso de crudo ligero aumentó un punto porcentual y la capacidad de utilizada de destilación disminuyó 82.3 por ciento, 4.5 puntos porcentuales menos que en el primer



trimestre de 2009, debido principalmente -como decía- a mantenimientos fuera de programa y a fallas en la energía eléctrica.

Durante el primer trimestre de 2010 el proceso de gas natural en tierra aumentó 4.9 por ciento, para ubicarse en 4 mil 568 millones de pies cúbicos diarios, como consecuencia de un aumento de 3.3 por ciento en el proceso de gas húmedo amargo, por mayor disponibilidad de gas asociado en las regiones marinas y un incremento de 10.2 por ciento en el proceso de gas húmedo dulce, por la incorporación de nuevos pozos en la región norte del país.

Como resultado de lo anterior, la producción de gas seco aumentó 5.2 por ciento; es decir, fue de 180 millones de pies cúbicos diarios.

Durante el primer trimestre de 2010, la producción de petrolíferos disminuyó 5.6 por ciento; es decir, de un millón 385 mil, a un millón 308 mil barriles diarios, explicado principalmente por una menor producción de gasolinas diesel, debido al menor proceso de crudo por mantenimientos fuera del programa.

En el primer trimestre de 2010, el margen variable de refinación de PEMEX disminuyó 4 dólares con 57 centavos de dólar por barril; es decir, pasó de un margen positivo de 3.56 a un margen negativo de 1.01 dólares por barril.

La reducción se explica principalmente por el comportamiento de los precios del crudo y de los petrolíferos en el mercado internacional y -como he dicho- por paros no programados de equipos que generan productos de mayor valor agregado y por el procesamiento de crudo más pesado que disminuyó los niveles de conversión.

Al 31 de marzo de 2010 el número de estaciones de servicio se incrementó en 5 por ciento, alcanzando 8 mil 887 estaciones.

Durante el primer trimestre de 2010, la producción neta de petroquímicos disminuyó 6.7 por ciento, ubicándose en mil 64 toneladas. Este resultado se debió principalmente a que dejamos de operar las cadenas de producción donde somos menos rentables.

Una disminución en la elaboración de derivados de metano, principalmente amoníaco, explicada por trabajos de mantenimiento no programados en la planta de Amoníaco 6, en el complejo petroquímico Cosoleacaque. Y una disminución en la elaboración de aromáticos y derivados, explicada principalmente por la menor producción de hidrocarburos de alto octano, debido al cambio en el esquema de producción de crudo a nafta importada.

Ahora pasaremos al comercio internacional.

En materia de comercio internacional se observaron los siguientes resultados:



La exportaciones de crudo promediaron un millón 255 mil barriles diarios, 1.9 por ciento menos como resultado de la disminución de la producción de crudo.

Aproximadamente el 80 por ciento de las exportaciones totales de crudo estuvieron compuestas por crudo pesado y el resto por crudo ligero y súper-ligero.

Asimismo, 78 por ciento del total de las exportaciones de crudo se destinaron a los Estados Unidos, mientras que el 22 por ciento restante fue distribuido a Europa, el Continente Americano y el Lejano Oriente.

Como se observa en la lámina, el precio promedio de crudo de exportación se ubicó en 71.5 dólares por barril, lo que representa un aumento de 81.5 por ciento con respecto al que tuvimos en el primer trimestre de 2009.

Como resultado de mayor demanda del sector eléctrico del país, las exportaciones de gas natural disminuyeron a 49 millones de pies cúbicos diarios y las importaciones aumentaron 434 millones de pies cúbicos diarios.

El volumen de exportación de petrolíferos disminuyó 56 mil barriles diarios por menores ventas de residuo largo, parcialmente compensadas por mayores exportaciones de combustóleo.

Asimismo, las importaciones de petrolíferos aumentaron 26.3 por ciento debido a mayores compras de gasolina y diesel.

Las exportaciones de petroquímicos aumentaron 48.6 por ciento por mayores ventas de azufre y benceno; mientras que las importaciones disminuyeron 32.1 por ciento, principalmente por las menores compras de metanol e isobutano.

A continuación comentaré los resultados financieros.

Las ventas totales se ubicaron en 307 mil 900 millones de pesos; es decir, un aumento de 36 por ciento, principalmente por mayores precios de crudo, a pesar de la disminución en el volumen de crudo exportado.

Las ventas de México aumentaron 24.7 por ciento, como resultado de un incremento en las ventas de petrolíferos de 24.6 por ciento, ubicándose en 138 mil 400 millones de pesos por mayores precios y volúmenes de gasolina; un aumento en las ventas de gas natural de 18.3 por ciento, ubicándose en 19 mil 900 millones de pesos, como consecuencia de un incremento del 6.5 por ciento en volumen, que pasó de 2 mil 999 a 3 mil 193 millones de pies cúbicos diarios.

Esto a pesar de la reducción del precio promedio, que pasó de 5.4 a 4.2 dólares por millón de unidad térmica británica o BTU, y a un aumento en las ventas de petroquímicos de 48.4 por ciento, situándose en 7 mil 400 millones de pesos por un mayor volumen de ventas.



Por su parte, las ventas de exportaciones aumentaron 52.9 por ciento, situándose en 140 mil 700 millones de pesos, impulsadas por el incremento de 53.9 por ciento en los precios de crudo de exportación.

Los costos y gastos de operación aumentaron 27.9 por ciento, totalizando 170 mil 300 millones de pesos, como resultado de un incremento de 33 mil 100 millones de pesos por mayores compras de productos de importación, y un incremento de 5 mil 300 millones en costo neto del periodo de beneficios a los empleados, debido al ajuste realizado por la incorporación de resultados de la evaluación actuarial independiente.

El costo neto del periodo de beneficios a empleados se ubicó en 29 mil 400 millones de pesos, es decir, un aumento de 22.1 por ciento.

En el primer trimestre de 2010 PEMEX registró un rendimiento neto de mil 400 millones de pesos, equivalentes a 113 millones de dólares; en comparación con una pérdida neta de 27 mil millones de pesos en el mismo periodo de 2009. El resultado favorable se debió principalmente a mayores ventas de crudo de exportación por el incremento en el precio promedio de la mezcla mexicana, de 39.4 a 71.5 dólares por barril; un beneficio por utilidad cambiaria de 34 mil 800 millones de pesos, debido a la apreciación del peso respecto al dólar americano de 5.6 por ciento en el periodo, en comparación con la depreciación del peso respecto al dólar de 4.5 por ciento en el primer trimestre de 2009.

Al 31 de marzo de 2010 el activo fijo se incrementó 12 por ciento, totalizando 981 mil 500 millones de pesos.

El activo circulante disminuyó 18.7 por ciento, situándose en 328 mil millones de pesos. Esta disminución obedece principalmente a una reducción por el efecto de la evaluación de inventarios a costo de producción, eliminando las utilidades no devengadas, así como una disminución en efectivo y valores de inmediata realización y en cuentas y documentos por cobrar y a la reclasificación de deuda de largo plazo a corto plazo.

El pasivo de corto plazo aumentó 16.2 por ciento, totalizando 214 mil 900 millones de pesos, debido en mayor medida al incremento en impuestos, derechos y aprovechamientos por pagar, como consecuencia del incremento de los precios de los hidrocarburos utilizados en la valoración de la producción y a la reclasificación de la deuda de largo plazo en corto plazo.

Al 31 de marzo de 2010 el patrimonio de PEMEX fue negativo en 66 mil 900 millones, en comparación con la cifra positiva de 9 mil 600 millones de pesos al 31 de marzo de 2009. La variación se debe a la pérdida neta registrada en 2009 y ejercicios anteriores, principalmente compensado con el resultado neto del primer trimestre de 2010.

Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyen acuerdos financieros o eventos de suspensión de pagos que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.



Al 31 de marzo del 2010, la deuda total, incluyendo intereses devengados, disminuyó en uno por ciento, ubicándose en 624 mil 100 millones de pesos, lo que equivale a 50 mil 600 millones de dólares.

La disminución de la deuda total obedece a la apreciación del peso frente al dólar americano de 12.9 por ciento.

La deuda neta total aumentó 3.7 por ciento, ubicándose en 505 mil 500 millones de pesos, equivalentes a 41 mil millones de dólares.

Finalmente, me gustaría mencionar algunos acontecimientos adicionales de relevancia ocurridos durante el primer trimestre de 2010.

El 25 de febrero de 2010 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos realizó los siguientes nombramientos:

Guadalupe Merino Bañuelos, como Subdirectora de Servicios Corporativos; Ignacio López Rodríguez, como Subdirector de Administración Patrimonial, y Ramón Guerrero Esquivel, como Subdirector de Suministros.

Asimismo, el 29 de marzo de 2010, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos realizó los siguientes nombramientos:

Miguel Ángel Pérez Fernández, como Coordinador de Programas Gubernamentales y Consolidación Estratégica; a Luis Felipe Luna Melo, como Subdirector de Planeación Económica, y a Luis Fernando Betancourt Sánchez, como Subdirector de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

El 2 de marzo de 2010, Petróleos Mexicanos y el gobierno del Estado de Campeche suscribieron un convenio de colaboración para crear un Grupo Interinstitucional de Planeación y Evaluación, con el fin de resolver temas relacionados con la actividad petrolera en la región.

El 15 de abril de 2010 Petróleos Mexicanos y el Principado de Asturias suscribieron un protocolo de colaboración que establece las bases generales de asistencia técnica en materia energética, tecnologías de información e información Geoespacial, entre otros temas.

Además, debo mencionar que se cuenta con el marco legal aplicable, que es la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento y las disposiciones administrativas de contratación. Esto en materia de los convenios de desempeño.

Petróleos Mexicanos ha elaborado un modelo de contratos de desempeño para campos maduros y campos ubicados en el Paleocanal de Chicontepec, que estos contratos están



siendo analizados por el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Una vez que estos contratos hayan sido aprobados por el citado Comité, PEMEX publicará en su portal de Internet la información relevante relacionada con la primera ronda, que corresponderá seguramente a campos maduros.

Durante el primer trimestre de 2010, Petróleos Mexicanos obtuvo 654 millones 500 mil dólares, provenientes de líneas de crédito garantizadas por agencias de crédito a la exportación.

El 5 de febrero de 2010, Petróleos Mexicanos emitió bonos por mil millones de dólares, con vencimiento en el 2020 y un cupón semestral de 6 por ciento.

El 8 de febrero de 2010 Petróleos Mexicanos emitió certificados bursátiles por aproximadamente 15 mil millones de pesos, distribuidos en tres tramos: aproximadamente 8 mil millones con vencimiento en 2015, con cupón TIE 28, más 70 puntos base; 5 mil millones con vencimiento en 2020 y cupón semestral de 9.1 por ciento, y aproximadamente 2 mil millones de pesos, equivalentes a 465 millones 235 mil UDI's, con vencimiento en 2020 y cupón semestral de 4.2 por ciento.

El 26 de febrero de 2010 Petróleos Mexicanos emitió bonos por 150 millones de francos suizos con vencimiento en 2014 y cupón anual de 3.5 por ciento. Es importante señalar que esta emisión fue una reapertura.

Hemos terminado la exposición y a continuación le paso el micrófono a la operadora, para pasar a la sesión de preguntas y respuestas.

Moderadora: Damas y caballeros, para hacer preguntas marque *1 en su teclado telefónico.

Si su pregunta ha sido contestada o desea retirar su pregunta marque *2.

Las preguntas serán contestadas en el orden recibido.

La primera pregunta viene de la línea de Araceli Espinosa, de Scotia Bank.

Adelante.

-Pregunta: Hola, buenos días. Esta pregunta es para el ingeniero Carlos Morales Gil y mi pregunta es: ¿cuál va ser la estrategia que va seguir PEMEX en la exploración de aguas profundas, después del accidente que acaba de ocurrir ahorita en las costas del Golfo de México y si están dañados, no sé, en el corto o mediano plazo el poder hacer exploración en aguas profundas. Si PEMEX va revertir su estrategia hacia la exploración en otros campos?



-Ing. Carlos Morales Gil: En relación a este tema yo quisiera enfatizar lo siguiente: PEMEX ha venido perforando pozos exploratorios en aguas profundas a diferentes niveles de profundidad, desde hace aproximadamente cuatro años o un poco más de cuatro años.

Hasta el momento habíamos dispuesto en algunos periodos de dos equipos para perforar, uno de ellos con limitante a mil metros y un segundo, que es el que actualmente está operando, con limitaciones hasta 2 mil metros de profundidad de tirante.

Tenemos prevista la llegada de otro equipo más en julio de este año, para perforar en tirantes de hasta 2 mil metros, y en octubre nos estará llegando otro equipo adicional, que tendrá capacidad para perforar hasta en 3 mil metros de tirantes.

El próximo año todavía, en aproximadamente marzo del próximo año, estará llegando un cuarto equipo que tendrá capacidad para perforar también en tirantes de 2 mil metros.

Estos equipos están previstos en nuestra estrategia para continuar explorando en el Golfo de México Profundo.

Estos equipos son equipos de última generación, que cuentan con todos los sistemas de seguridad que se requieren para este tipo de actividades.

El accidente que se registró en el Golfo de México, recientemente, en el sector estadounidense del Golfo de México, es un accidente obviamente muy lamentable, que implica un problema de control del subsuelo que generó un brote en un pozo y que son accidentes que en algunas ocasiones se dan.

Hay que considerar que se habían perforado más de mil 500 pozos en aguas profundas en el sector estadounidense del Golfo de México, sin haber registrado un accidente con anterioridad.

De tal manera que lo que hay que hacer es tomar todas las precauciones y tomar todas las medidas de seguridad que se requieren en estos casos, para continuar con la operación.

Y obviamente seguir incorporando nuevas tecnologías, para hacer que la industria sea más segura.

Moderadora: Damas y caballeros, para hacer preguntas marquen *1.

La primera pregunta viene de la línea de Felix Boni de HR Ratings.

-Pregunta: Tengo una pregunta, más bien contable que de definición. Es en lo que se refiere a las actividades de inversión, mencionan que han ejercido, en el primer trimestre una inversión de 59.8 mil millones de pesos. Sin embargo, en el estado de flujo de efectivo se habla de una cantidad menor.



No sé si se me podría explicar cuál es la diferencia entre los dos conceptos.

-Lic. Carlos Treviño Medina: Básicamente el diferencial se debe a que una parte del CAPEX está reflejada en el tema de exploración y, obviamente cuando ésta no resulta exitosa se registra contablemente en la parte operativa.

Asimismo, hay una serie de inversiones menores pero que también en su programación pueden ser consideradas ex post de realizado del gasto, contablemente como gasto de operación. Nosotros la llamamos internamente como inversión operativa.

A esto se debe este diferencial.

-Pregunta: Gracias.

-Moderador: La próxima pregunta viene de la línea de Araceli Espinosa, de Scotia Bank.

-Pregunta: Solamente quiero preguntarle al Director de Finanzas, ¿por qué eligieron amortizar anticipadamente las reservas de los trabajadores? No sé si es por disposiciones de algún boletín, y cuál sería el objetivo de hacerlo aceleradamente y no en forma homogénea en varios años?

-Lic. Carlos Treviño Medina: No hemos hecho ninguna amortización acelerada de nada. En este caso es un resultado, o sea, se incorporó el resultado actuarial por parte del actuario independiente que nos hace el cálculo.

Es decir, no hay ninguna amortización acelerada.

-Pregunta: OK. Gracias.

-Moderador: En este momento no hay más preguntas.

Muchísimas gracias por participar en la Conferencia de hoy.

- o0o -