

**México, D.F., de marzo de 2015.**

**Versión Estenográfica de la Conferencia Telefónica de los Resultados de Pemex al 31 de Marzo del 2015.**

**Conductora:** Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de los Resultados de Pemex al 31 de marzo del 2015, que darán el subdirector de Tesorería Rodolfo Campos; el director de Exploración y producción, Gustavo Hernández, y el subdirector de Planeación de Refinación, 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](http://www.Pemex.com), en la Sección de Información Financiera, dentro del Apartado de 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 *web cam*.

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

Puede usted dar inicio a la conferencia.

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

Antes de iniciar quiero recordarles que nuestros comentarios durante la llamada de conferencia pueden incluir expectativas y proyecciones a futuro, los 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, publicado en la Sección de Inversionistas, en la página de internet de Pemex.

Para efectos de esta llamada y los respectivos documentos de apoyo, las variaciones trimestrales se calculan en comparación con el mismo trimestre del año anterior.

Y, 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 el subdirector de Tesorería, Rodolfo Campos.

Gracias.

**Lic. Rodolfo Campos:** Muchas gracias Rolando. Buenos días a todos.

Comenzaremos comentando el entorno de precios de petróleo crudo, gas natural, gasolina y tipo de cambio.

En la gráfica superior izquierda se puede ver el comportamiento de los precios de crudo del 1 de enero de 2014 en adelante.

Durante el primer trimestre de 2015 la mezcla mexicana de exportación promedió 45 dólares por barril, en comparación con 92 dólares por barril durante el primer trimestre de 2014. Esto representó una caída de 52 por ciento o 48 dólares por barril.

Para contextualizar esta diferencia en enero de 2014 la mezcla mexicana llegó a cotizar en 37.36 dólares por barril, nivel que no alcanzaba desde febrero de 2009.

Como lo explicamos en nuestra llamada del cuarto trimestre de 2014, durante los últimos meses del año pasado y los primeros meses de 2015, la industria ha atravesado cambios estructurales que han cambiado profundamente la dinámica de los precios de crudo y petrolíferos a nivel global.

A pesar de que en Estados Unidos se ha reducido la demanda y utilización de equipo de perforación, así como el ritmo de acumulación de inventarios de petróleo crudo, actualmente los inventarios se encuentran en niveles máximos históricos.

Adicionalmente, la producción acumulada de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, la OPEP, continúa en cuotas máximas, por lo que en términos generales continuamos observando un mercado global sobreofertado, en tanto que la demanda continúa relativamente estable.

Aunque existen expectativas de que bajo el entorno actual de precios habrá ajustes en la demanda y oferta de hidrocarburos, creemos que estos cambios serán graduales, por lo que los rangos actuales de precios podrían prevalecer en los siguientes seis a 18 meses.

Pasemos ahora a la gráfica superior derecha, para comentar los precios de gas natural, con base a la referencia Henry Hup.

En el primer trimestre de 2015 el precio promedio registró una caída del 40 por ciento, debido a que durante el primer trimestre de 2015 la acumulación de inventarios fue mayor a la del mismo periodo de 2014, y a que las temperaturas durante los primeros tres meses de 2015 fueron menos extremas que las observadas en los mismos meses de 2014.

En la gráfica inferior izquierda presentamos los precios de la gasolina regular en la Costa Norte del Golfo de México.

Durante el primer trimestre de 2015, el precio promedio registró una caída de 42 por ciento, debido a la mayor oferta de petróleo crudo y a la consecuente disminución en precios de insumos.

Finalmente, en la gráfica inferior derecha se presenta el tipo de cambio del peso respecto al dólar.

Durante el primer trimestre de 2015 se observó una depreciación del peso mexicano respecto al dólar de tres por ciento, en tanto que durante el primer trimestre de 2014 la depreciación observada fue casi nula.

Ahora cederé la palabra a Gustavo Hernández, director de Exploración y Producción.

Gracias.

**Lic. Gustavo Hernández:** Muchas gracias, Rodolfo.

Buenos días a todos.

Pasando a los resultados operativos de exploración y producción, les comento que la producción de petróleo crudo promedió 2.3 millones de barriles por día, 7.7 por ciento inferior al promedio del primer trimestre del 2014.

Esto como resultado de una disminución de 12.1 por ciento en la producción de crudo pesado, debido a la declinación natural de campos y al incremento de flujo fraccional de agua en los yacimientos altamente fracturados del activo Cantarell, así como a condiciones climatológicas adversas en el Golfo de México durante el mes de enero, que derivó en el diferimiento de producción por acumulación de inventarios.

Así como a una disminución de 13.2 por ciento en la producción de crudo súper ligero, debido al incremento del flujo fraccional de agua en los campos Pijje y Zen del Activo Samaria Luna, la declinación natural del campo costero, así como al incremento del flujo fraccional de agua con alta concentración de sales en los Campos Teotleco y Juspí del activo Macuspana Muspac.

Quisiera destacar el incremento en la producción del campo Xux de la Región Marina Suroeste, que comenzó a producir el junio del 2014 y que al mes de marzo de este año alcanzó una producción promedio de 42 mil barriles por día.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de 1.1 por ciento en la producción de crudo ligero, resultado principalmente del desarrollo de los campos Timín, Onel, Xanab, Yujuk, Jomol y Kambesáh. En conjunto estos campos aportaron un promedio de 278 mil barriles por día durante el primer trimestre del 2015.

La producción de gas natural durante el primer trimestre del 2015 registró un ligero descenso de 0.9 por ciento, con respecto al mismo trimestre del 2014.

Lo anterior debido a una reducción del 4.4 por ciento en la producción del gas asociado, por avance del flujo fraccional de agua en los yacimientos naturalmente fracturados de los Activos Bellota, Jujo y Samaria Luna, así como a la declinación natural de campos del Activo Abkatun-Pol Chuc.

Quisiera aquí también destacar que el Campo Xux alcanzó una producción de gas asociado de 207 millones de pies cúbicos diarios.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de 7.9 por ciento en la producción de gas no asociado, principalmente del Activo Burgos de la Región Norte.

El aprovechamiento de gas natural disminuyó de 96.9 por ciento a 95.5 por ciento, debido principalmente a operaciones de mantenimiento programadas en equipos de compresión de instalaciones marinas y a la presencia de adversidades climatológicas, que ocasionaron el retraso en la ejecución de mantenimientos en los tiempos establecidos.

Quiero aprovechar esta oportunidad para compartirles la situación de las reservas de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos, con base en las asignaciones otorgadas a Pemex en la Ronda Cero.

Al 1 de enero del 2015 las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 12 mil 380 millones de barriles de crudo equivalente, de las cuales un 68 por ciento son reservas probadas desarrolladas.

De dichas reservas el 46 por ciento corresponde a la Región Marina Noreste, donde podemos destacar los campos Akal, Ku Maloob y Zaap, que en conjunto representan el 78 por ciento de las reservas de la región.

Asimismo, el 17 por ciento corresponden a la Región Marina Suroeste, el 26 por ciento a la Región Sur y el 11 por ciento restante a la Región Norte.

Además, dichas reservas están compuestas en un 75 por ciento de crudo, 17 por ciento por gas seco equivalente y ocho por ciento por condensados y líquidos de planta.

Las reservas probadas fueron certificadas positivamente por ya más de un decena de años por las compañías internacionales especializadas y además fueron dictaminadas en forma favorable por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En complemento a las reservas probadas mencionadas, las reservas probables alcanzan ocho mil 810 millones de barriles de crudo equivalente.

La agregación de estas últimas con las reservas probadas, forman la reserva de 2P, la cual asciende a 21 mil 191 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las reservas posibles, por su parte, alcanzaron 10 mil 332 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que sumadas a las probadas y a las probables integran una reserva 3P de 31 mil 500 millones de barriles de crudo equivalente.

Las reservas 3P están conformadas de 69 por ciento de crudo, nueve por ciento de condensados y líquidos de planta, y el 22 por ciento restante, de gas seco equivalente.

Me parece importante también mencionar aquí que estas reservas probables y posibles están en el proceso de aprobación por la CNH, de acuerdo a los lineamientos emitidos por el órgano regulador.

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes al 70 por ciento, se localizan en campos marinos y el restante 30 por ciento en campos terrestres.

Con respecto a la reserva 2P, es decir, probadas más probables, en términos de crudo y gas, el 59 por ciento del crudo se ubica en

regiones marinas, mientras que el 65 por ciento del gas se ubica en las regiones terrestres.

En lo que refiere a las reservas 3P de crudo, probadas más probables, más posibles, el 55 por ciento proviene de campos marinos, mientras que el 65 por ciento de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres.

Los resultados de la actividad exploratoria en aguas profundas han permitido ir incrementando el inventario de reservas en estas cuencas en forma anual, tanto en la zona del área perdida en el Norte del Golfo de México en la jurisdicción mexicana, así como en la parte Sur, en las zonas que conocemos, las provincias geológicas de Xan y Jolók.

La relación reserva-producción de crudo equivalente, la cual se define como el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero del 2015 entre la producción del 2014, es de 24 años para la reserva 3P, 16 años para la reserva 2P y 10 años para la reserva aprobada.

Lo cual se ha mantenido a lo largo de los últimos 15 años, 10 años para la reserva aprobada en cada uno de los últimos años, de la última decena.

La relación reserva-producción 3P disminuyó en 22 por ciento, con respecto al año anterior, como resultado del nivel de reservas totales otorgadas a Pemex en las asignaciones de la Ronda Cero, la restitución de reservas y los niveles de producción.

Las relaciones reserva-producción 1P y 2P disminuyeron cinco por ciento y 12 por ciento, respectivamente, con respecto al año anterior, básicamente por las mismas razones que la reserva 3P.

Y como ya mencioné estas reservas probables y posibles, las tenemos en proceso de dictaminación por el órgano regulador.

Con respecto a la tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P, ésta alcanzó un valor de 67.4 por ciento, lo cual fue muy similar a lo obtenido en el año anterior considerando sólo las asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos.

Este resultado se obtuvo debido a que en tres de las cuatro regiones productivas no se alcanzó a restituir la totalidad de reservas probadas consumidas por efecto de la producción, principalmente por la reducción en el número de pozos de desarrollo perforados durante el 2014, en comparación con años previos.

Ahora quisiera concluir esta Sección de Exploración y Producción, hablando brevemente sobre el incidente que se registró en nuestra Plataforma Abkatun Alfa Permanente, a principios de este mes.

En la madrugada del 1 de abril se registró un incendio en la Plataforma Abkatun Alfa Permanente y se procedió a la aplicación del Plan de Respuesta de Emergencia para abandonar la instalación, misma que está acorde con este Plan de Respuesta de Emergencia y se evacuó la totalidad de los tripulantes de la Plataforma 301, una hora y 45 minutos de haberse iniciado la conflagración.

Después de un arduo esfuerzo y coordinación con diferentes participantes, entre ellos 36 embarcaciones contra incendio y 57 operaciones aéreas, se decretó la extinción del fuego a las 19:30 horas, es decir, casi 16 horas después de haberse iniciado.

Ese mismo día, a las 20:00 horas se garantizó el acceso seguro al complejo a las autoridades de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, el nuevo órgano regulador en materia ambiental y de seguridad, a la SEMARNAT, a la PROFEPA, a la PGR y al Ministerio Público, para que pudieran proceder con el inicio de sus investigaciones indagatorias. Hasta el momento no ha habido ningún pronunciamiento oficial de estas autoridades.

El operativo de seguridad que se ejecutó fue, sin duda, resultado de la disciplina de empleados bien calificados, así como de múltiples sistemas de seguridad y control con dobles y triples redundancias.

Es importante recalcar que el índice de frecuencia de accidentes de Pemex Exploración y Producción de 0.11, es 80 por ciento menor al estándar internacional de la Asociación de Productores de Aceite y Gas, que es de 0.55 accidentes por cada millón de horas-hombre laborados.



Asimismo, durante el periodo del 2010 al 2014 se ejecutaron nueve procesos de auditorías de seguridad en este complejo, tanto internos como externos, los cuales no presentaron ninguna observación de riesgo relevante, incluyendo las Auditorías Internacionales de Reaseguro celebradas en 2011 y 2012 por las empresas John Leburis y A On energy, Riesgos e Ingeniería, respectivamente.

Como consecuencia del lamentable incidente ocurrieron cuatro fallecimientos y continúan tres personas no localizadas; 301 trabajadores fueron evacuados y de los cuales 45 recibieron atención médica. A la fecha sólo una persona continúa hospitalizada; ayer fue tratada para corregir los problemas derivados de las quemaduras.

Lamentamos en Petróleos Mexicanos profundamente los fallecimientos y lesiones de estos trabajadores, derivado del incidente en Abkatun Alfa Permanente.

A pesar de que como resultado del incidente se defirió un volumen puntual máximo de 238 mil barriles por día de crudo y 627 millones de pies cúbicos de gas, a través de acciones que incluyen sistemas de relevo, modificación a instalaciones y a producción incremental, cambio en la lógica operativa en los campos del Activo Litoral de Tabasco, la Región Marina Suroeste cumplirá con su meta original de producción del 2015.

Con esto concluyó mi participación y cedo la palabra al ingeniero Jorge Martínez Herrera, para compartirles los Resultados de Transformación Industrial.

Gracias a todos.

**Ing. Jorge Martínez Herrera:** Muchas gracias Gustavo y buenos días a todos.

Durante el primer trimestre de 2015 el proceso total de petróleo crudo disminuyó 9.3 por ciento debido principalmente a mantenimientos programados de plantas, a la ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitaciones no previstos, así como a problemas operativos relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas.

La proporción de crudo pesado en el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación aumentó 4.8 por ciento y la capacidad utilizada de destilación primaria disminuyó 6.2 por ciento, debido a los mantenimientos, rehabilitaciones y a las situaciones operativas antes mencionadas.

La producción total de petrolíferos disminuyó 8.2 por ciento, derivado del menor proceso de crudo; el margen variable de refinación disminuyó de 2.93 dólares por barril en el primer trimestre de 2014, a un margen negativo de 15 centavos de dólar por barril durante el primer trimestre de 2015, debido a la caída en los precios del crudo y refinado en mercados internacionales de referencia, lo cual tuvo un efecto sobre los márgenes de la industria y el valor de los inventarios.

En cuanto al proceso y producción de gas, el proceso de gas fue dos por ciento inferior al del mismo periodo de 2014, derivado de menor oferta de gas húmedo dulce y amargo.

Adicionalmente, la producción de gas seco y la de líquidos del gas natural fue inferior en dos por ciento y 5.2 por ciento, respectivamente, en comparación con el mismo trimestre de 2014.

Por último, el proceso de condensados fue 0.6 por ciento superior al del mismo trimestre de 2014, debido a mayor entrega de condensados amargos y dulces en la Región Norte.

En cuanto a la elaboración de petroquímicos ésta disminuyó 11.9 por ciento; esto es, 172 mil toneladas, respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se debió a una reducción de 53 tres mil toneladas en la cadena de derivados del metano, resultado de menor producción de anhídrido carbónico y amoniaco, principalmente por mantenimientos y retrasos operativos en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque.

Una disminución de 13 mil toneladas en la cadena de derivados del etano, debido principalmente a una menor producción de polietileno de baja densidad, así como menor suministro de etano, como consecuencia de mantenimientos programados y no programados en la cadena de suministro.

Una disminución de cinco mil toneladas en la cadena de propileno y derivados, debido a una menor producción de propileno, lo cual fue parcialmente compensado por un aumento en la producción de acrilonitrilo, como resultado de la regularización de las operaciones en las plantas.

Y a una disminución en otros petroquímicos debido a menor producción de gasolina base octano, la cual se utilizó como insumo para aumentar la producción de hidrocarburo de alto octano.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en la cadena de aromáticos y derivados de 32 mil toneladas, debido principalmente a esta mayor producción de hidrocarburo de alto octano.

Quisiera concluir mi participación resaltando el acuerdo que se celebró con las instituciones *Black Rock* y *Firts Reserve*, para la adquisición de una participación conjunta de 45 por ciento, en la fase dos del Proyecto Los Ramones.

Dicha fase, que contará con una extensión de 744 kilómetros, garantizará el suministro de gas natural en el centro y occidente del país.

Mediante esta asociación con inversionistas internacionales, Los Ramones II se convierte en uno de los primeros proyectos que materializa el potencial del nuevo marco legal energético en México, permitiendo suministrar energía a bajo costo.

En sus dos fases el Proyecto Los Ramones representa una inversión de aproximadamente dos mil 800 millones de dólares.

La primera fase –que ya se encuentra en operación– corre desde Agua Dulce, Texas, hasta Los Ramones en Nuevo León con una distancia de 116 kilómetros y una capacidad de mil millones de pies cúbicos día, que se incrementará a dos mil 100 millones de pies cúbicos día durante 2015.

La segunda fase –que está siendo desarrollada en dos etapas– entrará en operación hacia finales de 2015.

La Etapa Norte correrá desde Los Ramones, Nuevo León, hasta San Luis Potosí, 452 kilómetros; en tanto que la Etapa Sur llegará a Apaseo el Alto, en Guanajuato, 291 kilómetros.

Con esta fase se lograrán transportar hasta mil 400 millones de pies cúbicos diarios.

Con esto concluyó la Sección de Transformación Industrial.

Agradezco su tiempo para compartir los resultados y le doy la palabra a Rodolfo Campos, subdirector de Tesorería.

Muchas gracias.

**Lic. Rodolfo Campos:** Muchas gracias, Jorge.

En las primeras tres láminas abordaremos el resultado del ejercicio de Pemex, empezando por el Estado de Resultados; después platicaremos sobre el estado que guardan los pasivos de la compañía y, finalmente, el capital de Petróleos Mexicanos.

Como pueden ver en la parte inferior de esta gráfica, incluimos también unos rectángulos en gris que reflejan las cifras de la misma partida, pero del primer trimestre de 2014, para hacer una comparación relativamente más fácil.

Durante el primer trimestre de 2015 los ingresos por ventas totales netas de IEPS, se ubicaron en 280 mil millones de pesos, de los cuales 171 mil millones corresponden a ventas en México, 105 mil millones a exportaciones y cuatro mil millones a ingresos por servicios.

Las ventas totales disminuyeron 34 por ciento en relación con el primer trimestre de 2014.

Las ventas en México netas de IEPS disminuyeron 76 mil millones de pesos o 31 por ciento, debido principalmente a la reducción en los precios de referencia.

Es importante recordar que aproximadamente el 90 por ciento de los productos que Pemex vende en México son petrolíferos y los ingresos que recibe están referenciados a precios en la Costa Norte del Golfo de México.

Por lo tanto, cuando se registra la disminución en estas referencias también disminuyen nuestros ingresos.

Los precios que Pemex recibe por la venta de gas natural y petroquímicos, también están estrechamente relacionados con las referencias internacionales.

Las exportaciones se redujeron 68 mil millones de pesos o 39 por ciento, como resultado de menores exportaciones de crudo por 58 mil millones de pesos y de petrolíferos por 10 mil millones de pesos.

Aún cuando las exportaciones de crudo disminuyeron por la caída en el precio promedio de la mezcla mexicana, de aproximadamente 92 dólares a 45 dólares por barril; el volumen exportado aumentó al pasar de un promedio de un millón 190 mil barriles diarios en el primer trimestre de 2014, a un millón 263 mil barriles diarios en el primer trimestre de 2015.

El efecto precio de la disminución de las exportaciones de crudo y condensados fue de menos 66 mil millones de pesos, lo cual fue parcialmente compensado por el efecto volumen de ocho mil millones de pesos.

Por su parte el costo de ventas se redujo en 16 mil millones de pesos u ocho por ciento, debido a menores importes pagados por compras de productos para reventa, en su mayoría gasolinas y diesel, generados obviamente por un entorno de precios más bajos.

El costo de venta hubiera disminuido en mayor medida, pero durante el primer trimestre de 2015 se registró un deterioro en Burgos por seis mil millones de pesos y la variación de inventarios fue de ocho mil millones de pesos superior a la observada en el mismo trimestre de 2014, debido a la fluctuación en los precios de crudo.

Como resultado de lo anterior el rendimiento bruto se ubicó en 86 mil millones de pesos, 127 mil millones o 60 por ciento inferior al rendimiento bruto del primer trimestre de 2014, como se refleja claramente en esta gráfica.

Los gastos generales netos de IEPS se ubicaron en 37 mil millones de pesos, lo que representa un incremento de 18 por ciento o seis mil millones de pesos, en relación con el primer trimestre de 2014.

Este incremento se debe básicamente a gasto de operación por tres mil millones de pesos y al costo neto del periodo de beneficios para empleados, por dos mil millones de pesos.

Como consecuencia el rendimiento de operación fue de 48 mil millones de pesos, 73 por ciento o 133 mil millones de pesos menos que en el primer trimestre de 2014.

Los costos financieros aumentaron 39 mil millones de pesos, debido principalmente al costo por derivados financieros y a la pérdida en cambios.

El costo por derivados financieros aumentó 19 mil millones de pesos y la pérdida en cambios 17 mil millones de pesos.

Como podrán notar en la gráfica que estamos presentando, los costos financieros representan una parte importante del rendimiento antes de impuestos y derechos.

Y si comparamos esta cifra que tuvo un impacto negativo de 46 mil millones de pesos, con el impacto positivo que se tuvo para este mismo concepto durante el primer trimestre de 2014, vemos entonces la relevancia de estos costos financieros.

Aquí me gustaría puntualizar que el 75 por ciento de la deuda de Pemex está denominada en dólares o convertida a dólares, mediante la contratación de swaps de moneda.

El costo por obligado financiero refleja la valuación al mercado de los instrumentos financieros derivados.

Durante el primer trimestre del 2015 el principal componente de este costo fue la valuación a mercado de los swaps de moneda, la cual refleja la apreciación del dólar, frente al resto de las monedas.

La pérdida en cambios es una partida virtual prácticamente en su totalidad, que refleja el impacto de convertir la deuda que tenemos denominada en otras monedas a pesos.

Como resultado de lo anterior el rendimiento antes de impuestos y derechos se ubicó en dos mil millones de pesos, 99 por ciento o 172 mil millones de pesos menos que en el periodo comparable de 2014.

Aún y cuando a partir del 1 de enero de 2015 Pemex se enfrenta a un nuevo régimen fiscal más alineado con el resto de la industria, Pemex, a diferencia de otras empresas, aún no puede deducir la totalidad de los costos y gastos de operación en el cálculo de impuestos y derechos.

Como consecuencia el pago de impuesto y derechos ha sido mayor al rendimiento de operación y al rendimiento antes de impuestos y derechos desde 1998 de manera consistente, siendo la única excepción 2006, año en que la deducción permitida se actualizó.

Como parte de la aplicación o como efecto de la aplicación de este régimen fiscal, durante el primer trimestre de 2015 el pago de impuesto y derechos fue de 103 mil millones de pesos, lo que representó 212 por ciento del rendimiento de operación, en comparación con 116 por ciento en el periodo comparable de 2014.

Asimismo, el pago de impuesto y derechos fue más de 45 veces el rendimiento antes de impuestos y derechos durante el primer trimestre de 2015, en comparación con 1.2 veces en el primer trimestre de 2014.

Y quisiera aquí repetir la cifra, porque es una parte muy importante: Durante 2014 la razón de pago de impuestos y derechos en comparación con el rendimiento antes de impuestos y derechos en 2014 fue de 1.2 veces y ahora para 2015 fue más de 45 veces.

Del lado de los efectos descritos la pérdida neta en el primer trimestre de 2015 fue de 101 mil millones de pesos.

Hacia adelante es deseable que el régimen fiscal que le aplique a Pemex, sea comparable con el de otras empresas del sector.

El que otros participantes de la industria del petróleo y gas en México cuenten con las mismas reglas del juego, es un elemento indispensable para que la Reforma Energética rinda todos los efectos esperados.

A continuación describiré la evolución del pasivo.

En la gráfica superior desglosamos los principales componentes que han impactado el pasivo durante 2015.

La deuda financiera aumentó 136 mil millones de pesos; la reserva para pasivos y empleados aumentó 20 mil millones de pesos, y otros pasivos incrementaron 10 mil millones de pesos.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución en el pasivo a proveedores de 64 mil millones de pesos.

Como resultado el pasivo al 31 de marzo de 2015 ascendió a tres millones de pesos.

En la gráfica inferior se detalla el incremento de la deuda. En el transcurso de 2015 Petróleos Mexicanos y PMI realizaron actividades de financiamiento, por un total de 175 mil millones de pesos, en tanto que las amortizaciones en el periodo fueron de 56 mil millones de pesos.

El impacto en el crecimiento y la deuda por variación cambiaria fue de 19 mil millones de pesos.

En cuanto a la evolución del patrimonio observamos una reducción de 86 mil millones de pesos durante el primer trimestre de 2015, debido al resultado del ejercicio de menos 101 mil millones de pesos, el cual fue parcialmente compensado por una aportación del Gobierno Federal por 10 mil millones de pesos y a resultados acumulados integrales de seis mil millones de pesos.



Los resultados acumulables integrales representaron, en su gran mayoría, el efecto de conversión de asociadas y subsidiarias en periodos pasados.

Quisiera subrayar la aportación de capital que llevó a cabo el Gobierno Federal, la cual consideramos como una medida responsable y oportuna que obedece a las condiciones estructurales de la industria energética mundial, así como al entorno económico global, y el impacto que Estos ha tenido en las finanzas de Petróleos Mexicanos.

Para concluir esta llamada quisiera recalcar la importancia de la alianza estratégica que PEMEX estableció con las instituciones financieras Black Rock y Firts Reserve, para la adquisición de una participación conjunta de 45 por ciento en el Proyecto Los Ramones Fase II.

Estamos seguros que ésta será la primera de muchas oportunidades, mediante las cuales lograremos consolidar el posicionamiento de Pemex, como la empresa dominante en el Sector Petrolero Mexicano, recorriendo a estructuras corporativas y esquemas financieros que generan alta rentabilidad, sin restar flexibilidad a nuestro balance.

Adicionalmente Pemex celebró un Memorándum de Entendimiento y Cooperación con la firma Firts Reserve, para explorar nuevas oportunidades de trabajo conjunto en diversos proyectos de PEMEX.

El acuerdo contempla una inversión de hasta mil millones de dólares en proyectos potenciales, lo que pone en evidencia el potencial y la amplia diversidad de oportunidades en México para Petróleos Mexicanos.

Pemex también alcanzó un acuerdo por 10 años con la empresa NuStar Yepi, para el transporte y almacenamiento de Nafta, así como un contrato de almacenamiento de combustibles líquidos con *Maverick Terminal LLC*.

Con acuerdos como éstos incrementamos la flexibilidad operativa de Pemex y al mismo tiempo logramos hacer una asignación más eficiente de nuestros recursos financieros.

Finalmente, el 27 de marzo de 2015 el Consejo de Administración aprobó los acuerdos de creación de las nuevas empresas productivas subsidiarias, el nuevo Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y realizó diversos nombramientos y ratificaciones a nivel corporativo.

Tanto los acuerdos de creación como el nuevo Estatuto fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el pasado 28 de abril.

Con esto estamos sentando las bases necesarias para el nuevo futuro de Pemex, donde gradualmente se irá revirtiendo la reciente tendencia de los resultados financieros y operativos.

Pasamos ahora a la sesión de preguntas y respuestas, y nuevamente muchas gracias por su atención.

**Conductora:** Gracias, ahora procederemos con la sesión de preguntas y respuestas.

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

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

Una vez más, si tiene alguna pregunta, oprima asterisco y luego uno en su teléfono.

Tenemos una pregunta del señor Carlos Herrera de Lluvier.

**Sr. Carlos Herrera de Lluvier:** ¡Hola, buenos días! Gracias por tomar mi pregunta.

Quería ver si podrían darnos algún *gayron* sobre esas noticias de que ustedes estarían tratando de implementar una estructura de MLP, para eventualmente listar activos de gas natural, de *midstream*.

Me gustaría saber en qué estado está el proceso, cuáles serían los pasos de peticiones regulatorias, si tienen algún *deadline*, para cuándo es que sería hecho, y si es que esto involucraría todos los activos que

ustedes tienen como 100 por ciento en gas; o sea, cinco mil 200 kilómetros de gasoductos.

Y otra duda más, ésta es del *Call* en Inglés, es sobre, no sé si entendí bien, era sobre la Ronda Uno, era si el recorte de Capex que han tenido ahora en 2015 afectaría inversiones de *fan out* en este año.

Mi duda es: Había o hay una fase de la Ronda Uno, que va ser puesta en subasta este año. Esta va ser puesta en subasta, ¿ustedes saben?

Y, en este caso, ustedes estaban hablando sobre esa subasta, que era la que implicaría inversiones a partir de 2016 y 2017, que no se verían afectadas por la reducción en Capex ahora en 2015.

¿Era sobre ésa de la que estaban hablando o era sobre las rondas que vendrían a partir de 2016 y 2017?

Muchas gracias.

**Lic. Rodolfo Campos:** Muchas gracias Carlos.

Con respecto a la primera de tus preguntas, esto proviene de una reflexión mucho más filosófica sobre las estructura de capital de la compañía.

Como sabes, el arreglo constitucional previo nos llevó a acumular una cantidad muy importante de activos, particularmente de *delidsin* o de distribución que no necesariamente son, digamos que no resultan fundamentales para la operación de la compañía, siempre y cuando estén allí disponibles para Petróleos Mexicanos.

Y si tú comparas la mezcla de activos que tiene el resto de los operadores, veras que a diferencia de Pemex, ellos no son dueños de absolutamente toda la infraestructura que utilizan, como es nuestro caso.

Entonces digamos que un entorno como el que estamos enfrentando y particularmente hacia adelante, en donde Pemex necesitará una cantidad muy importante de recursos, se ve como una posibilidad potencialmente el monetizar alguno de estos activos.

La figura, la estructura, los tiempos están todavía bajo análisis, pero conceptualmente esta potencial monetización respondería a esa necesidad de optimizar o de mejorar la estructura de capital de Petróleos Mexicanos.

Y muy brevemente diríamos, como introducción a la primera de tus preguntas y de ahí le pasaría la palabra a Gustavo Hernández, mi punto era: Nuestra participación en la Ronda Uno y rondas subsecuentes, no está comprometida por el entorno actual de precios, ni tampoco por el recorte.

Fundamentalmente, porque no anticipamos que haya un requerimiento muy importante de recursos para hacer frente a estos programas de inversión durante el presente año; 2016, 2017 serán otras historias, pero hoy tenemos otras herramientas que no teníamos a nuestro alcance en el pasado, para poder enfrentar esta nueva realidad, como podrían ser las distintas asociaciones.

Le pasaría la palabra a Gustavo, por si quisiera agregar algo.

**Lic. Gustavo Hernández:** Sí, cómo no.

Gracias Rodolfo; buenos días Carlos.

En relación a la Ronda Uno yo te comentaría que ha sido muy esperada la Ronda Uno; la Ronda Uno está compuesta de varias licitaciones, como ha anunciado el regulador.

La primera fue presentada el 11 de diciembre pasado, que se refiere a 14 bloques de exploración en aguas someras.

La segunda licitación fue presentada el 28 de febrero, relacionada con la oferta de nueve campos de explotación, agrupados en cinco contratos para campos de aguas someras.

Son las dos licitaciones que han sido publicadas. Entiendo que próximamente el regulador publicará la tercera licitación, que tiene que ver con campos terrestres.

Ahora bien, para la primera licitación el regulador ha mencionado que la fecha en la que se realizará la apertura de las ofertas y la selección de la empresa o consorcio ganador, será para el caso de los bloques de exploración de aguas profundas el 15 de julio y para el caso de áreas de exploración de aguas someras 15 de julio; para el caso de campos de producción de aguas someras el 29 de septiembre.

Ésas son las dos fechas que estarían dándose. Hay limitaciones establecidas por el regulador para el número de bloques máximo a participar o a ofertar.

Y cualquiera de ellos, ya sea que se firmen el 15 de julio unos o el 29 de septiembre los de producción, seguramente ninguno de ellos va a tener impacto en las inversiones de este año, toda vez que una vez que sean asignados, en el caso de exploración que son los que más tiempo tienen en el año, seguramente van a iniciar con inversiones asociadas a estudios, a sísmica, antes de continuar con la perforación propiamente dicha de exploración.

En lo que se refiere a campos de producción, también va ser firmada a final del tercer trimestre, 29 de septiembre. Entonces no anticipamos que vaya a haber un impacto.

Por eso el comentario de Rodolfo ahora y en la llamada en inglés también, de que no vemos que pueda haber un impacto potencial por la reducción presupuestal, asociado a los bloques licitados en las licitaciones uno y dos, en los cuales a lo mejor Pemex también va a presentar ofertas en estas licitaciones.

Gracias, Carlos.

**Conductora:** Gracias.

Nuevamente si hay alguna pregunta, por favor, oprima asterisco y luego el uno en su teléfono.

**Intervención (hombre):** Recibimos una pregunta por web cam, de José Bernal y nos pregunta, la pregunta es: Quisiera saber si las necesidades de financiamiento van a aumentar con la menor

generación de flujo de efectivo, particularmente en el mercado de bonos locales o globales.

Yo aquí quisiera destacar un punto muy importante que cambia a partir de la reforma.

En el pasado, como saben, nosotros, Petróleos Mexicanos, y el resto de las entidades compartíamos el techo de endeudamiento en todo el sector público, incluyendo a la propia Secretaría de Hacienda, y era la Secretaría de Hacienda quien negociaba directamente con el Congreso, este techo global de endeudamiento, y ya una vez aprobado ellos repartían estas capacidades de financiamiento entre todos los involucrados.

A partir del 2015 y hacia adelante, Pemex tiene una propia partida y un propio techo de endeudamiento de manera explícita en la Ley de Ingresos.

Este endeudamiento es por seis mil 500 millones de dólares en términos netos, es decir, de nueva deuda en los mercados internacionales y 110 mil 500 millones de pesos en el mercado local.

En esta misma Ley de Ingresos se establece un mecanismo de vasos comunicantes, que en función de las condiciones del mercado podríamos incrementar uno si es que disminuimos el otro.

Pero al final del día el techo global de financiamiento para Petróleos Mexicanos está definido en la Ley de Ingresos.

Por lo cual si quisiéramos nosotros incrementar esta capacidad tendríamos que reformar la Ley de Ingresos, lo cual se anticipa sumamente complicado.

En este sentido, te diría que a pesar de la caída en los ingresos propios la disciplina se va mantener y no va haber digamos ni siquiera como una operación de prefondeo, un financiamiento por encima de lo que se estableció en la Ley.

Ahora, es importante puntualizar que esto que acabo de decir, estas cifras que acabo de mencionar son en términos netos. Esto no

significa que ya no acudiremos a los mercados internacionales, tomando en consideración que ya hicimos seis mil millones de dólares en enero y recientemente dos mil 250 millones de euros.

Dado que esto es en términos netos, tenemos la posibilidad de hacer operaciones de manejo de nuestro portafolio de deuda o de un manejo eficiente en nuestro portafolio de deuda incrementando una deuda existente o digamos disminuyendo una deuda existente e incrementando otra, lo que se conoce en el sistema como la *hability manachmen*.

Como saben, el 15 por ciento de nuestra deuda está digamos, o nuestras partes en el 15 por cientos de nuestra deuda son bancos y el perfil de estos financiamientos no necesariamente es consistente con nuestra estrategia a mediano plazo, sobre todo en términos de plazo.

El haber hecho estas operaciones hasta ahora nos posiciona de una manera muy cómoda, para que en el caso de que se encuentren ventanas de oportunidad eficientes, podríamos hacer una operación de estas características, disminuyendo deuda bancaria e incrementando la deuda del mercado, ya sea en el mercado local o en el mercado internacional.

Y puntualmente en el mercado local, como saben, hemos mantenido un nivel de disciplina superior al que tenemos en el mercado internacional, con el propósito de ser emisores predecibles y frecuentes.

Por esa razón es que participamos en el *Conference Call* trimestral de la Secretaría de Hacienda, en donde anunciamos los montos objetivo que estaremos colocando en el mercado local y los distintos formatos para cada uno de los trimestres.

Gracias.

**Intervención (hombre):** Sí, tenemos una pregunta de Luisa Palacios de Merlit Global por el *webcast* que nos cuestiona sobre el estatus de las migraciones de contratos de exploración y producción que se licitaron bajo la Reforma Energética anterior y cuál es el *timeline* de los *farm-outs* de Pemex.

Debo decir en primer término, Luisa, que los contratos que fueron ofertados bajo la reforma anterior de 2008, concretados en 2011, '12, '13 y '14 se refieren a los CIEP's y previamente, desde 2003, contratos de obra pública financiada. Todos ellos dado que provienen de procesos licitatorios.

La Ley prevé un transitorio que nos permite hacer la migración de estos contratos de servicio al nuevo esquema de Contratos de Exploración y Extracción.

Anunciamos desde el mes de agosto, el 13 de agosto, que estos contratos los íbamos a migrar en dos fases, primero nueve y luego los otros 13; ya iniciamos la primera parte, estamos en el proceso de migración; hemos avanzado y evaluado financieramente cada uno de estos contratos con un tercero, acordado entre el contratista actual del copo CIEP y una institución bancaria.

Seleccionamos seis, al final del día nos quedamos con cinco; ya se valoramos, estamos trabajando en la parte de la participación, el interés de trabajo de cada socio, Petróleos Mexicanos por una parte y el socio operador por la otra.

Ya llegamos con la Secretaría de Hacienda, ya llegamos con la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos también ha revisado la información técnica, como está establecido.

Tenemos el cronograma que la primera migración se va dar en aproximadamente un mes, poco menos de un mes, en cuatro semanas, alrededor del fin de mayo, una vez que sean revisados los términos fiscales, que son las discusiones que estamos ya teniendo en una mesa de trabajo conjunta entre la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Petróleos Mexicanos y el socio, para determinar cuál va ser el régimen fiscal aplicable a estos contratos, que los vamos a migrar del formato anterior del servicio al nuevo esquema.

Venimos avanzando con este proceso de migración, con un COF e inmediatamente vienen varios CIEP's y esperamos concluirlo en los



siguientes meses. Es un proceso que arrancamos, ya tomó inercia, diría yo.

Y únicamente estamos trabajando en función de la capacidad que tenemos todas las áreas involucradas, tanto la Secretaría de Hacienda, como Energía, la Comisión Nacional y Petróleos Mexicanos, para estar revisando los documentos, sancionándolos y aprobando los términos fiscales, los términos de los *Joint Operating Agreement*; también ya han sido revisados y aprobados, y esperamos que en los siguientes meses estemos ya migrando estos 22 contratos.

Ahora bien, Luisa, en lo que se refiere a los *farmouts* hay un calendario propuesto para enviar la información relacionada de los *farmouts* de campos terrestres, alinearlos con las licitaciones de campos terrestres, licitaciones de crudo extrapesado alinearlos cuando esto se dé, igual los de aguas profundas y los de campos terrestres.

Ya hemos remitido a la autoridad, a la Secretaría de Energía, la solicitud de varios campos, de 11 de 16 campos que nos interesa buscar un socio para que ellos revisen primero que la información esté completa y posteriormente pasarlo al regulador, para que les dé su opinión técnica y continúe el proceso que ha sido establecido en la Ley muy claramente, para aquellos campos en los cuales Petróleos Mexicanos desea buscar la participación de un socio, mismo que no será elegido por Petróleos Mexicanos, sino como establece la Ley, será elegido mediante un proceso licitatorio llevado a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Gracias Luis.

**Intervención (hombre):** Tenemos otra pregunta de Amado Polo. Nos está preguntando: Con el recorte presupuestal cómo se van a ver afectados los Proyectos de Refinación de Diesel de Ultrabajo Azufre, en particular en Salamanca, Tula y Salina Cruz, y cómo se verán afectados los Proyectos de Producción de Amoniaco y Urea, en Coatzacoalcos.

A este respecto comentaría que, como saben, los Proyectos de Ultrabajo Azufre están en sus partes iniciales, donde se está haciendo

la definición de los alcances y las ingenierías de los proyectos. Entonces los recursos que requieren en estas fases son los menores.

Eso ha permitido que durante esas fases y en este periodo no veamos ningún efecto sobre los proyectos.

Lo que se está haciendo para las fases de construcción es buscar fuentes alternativas de financiamiento.

En el caso de los proyectos en Coatzacoalcos para la producción de amoníaco y urea, éstos son proyectos que ya están en camino y no estamos previendo ningún retraso en los mismos.

**Conductora:** Ahora quisiera cederle la palabra al señor Rodolfo Campos, para dar los últimos comentarios.

**Lic. Rodolfo Campos:** Ya sólo me resta agradecer su participación y la de mis colegas en esta conferencia trimestral y esperamos verlos durante la siguiente *conference call*.

Muchísimas gracias.

**Conductora:** Damas y caballeros, la conferencia de hoy a finalizado.

Les agradecemos su participación, ahora pueden desconectarse.

---o0o---