

**México, D.F., 28 de marzo 2014.**

**Versión Estenográfica de la Conferencia Telefónica Sobre la Ronda Cero.**

**Presentadora:** Buenos días. Bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre la Ronda Cero que dará la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, María de Lourdes Melgar, y el Encargado del Despacho de Exploración y Producción de Petróleos Mexicanos, Gustavo Hernández.

Les recordamos que esta Conferencia cuenta con una presentación de apoyo. La liga para la presentación estará disponible a través de la página de internet de PEMEX: [www.pemex.com](http://www.pemex.com), en la sección de publicaciones, dentro del portal de relación con inversionistas, una vez concluida esta llamada.

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.

Tengo ahora el placer de dejarlos con Rolando Galindo, Gerente de Relación con Inversionistas. Puede usted dar inicio a la Conferencia.

**Rolando Galindo:** 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 publicadas en la página de internet de Petróleos Mexicanos.

Ahora los dejo con Gustavo Hernández, Encargado del Despacho de la Dirección General de PEMEX Exploración y Producción.

Gracias.

**Gustavo Hernández:** Gracias, Rolando, buenos días; buenos días a todos.

El propósito de compartir con ustedes estos minutos el día de hoy es mencionarles, primero, que Petróleos Mexicanos entregó su solicitud de áreas en exploración y campos en producción que esté en posibilidad de operar a través de asignaciones, de acuerdo al Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía y que –como saben– fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, firmado por el Presidente el 20 de diciembre, publicado ese mismo día y entrando en vigor a partir del 21 de diciembre.

Uno de los primeros plazos que establece el transitorio 6º del Decreto publicado el 20 de diciembre le corresponde a Petróleos Mexicanos, y es la entrega de la solicitud de áreas en exploración, campos en producción. Y ése tenía un plazo máximo de 90 días, cuya fecha límite era el 21 de marzo pasado, hace ocho días, el viernes de la semana pasada.

PEMEX cumplió con la fecha, entregó en tiempo y ahora está toda la información en manos de la Secretaría de Energía para que, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, haga la revisión y remita a Petróleos Mexicanos sus respuestas sobre la solicitud de PEMEX dentro del plazo establecido también en el transitorio constitucional 6º de 180 días posteriores a la fecha de entrega de Petróleos Mexicanos. Y estos 180 días concluirían el 17 de septiembre.

Ahora déjenme iniciar diciéndoles cuál es el volumen de hidrocarburos, unos de reserva, otros recursos prospectivos que fueron considerados para el análisis de la solicitud de Petróleos Mexicanos.

En esta lámina que les estoy mostrando incluimos las reservas 3P por 43 mil 800 millones de barriles de crudo equivalente, recursos prospectivos convencionales y no convencionales por 112 mil 800

millones de barriles, de los cuales 27 mil 800 están en aguas profundas, 24 mil 800 en aguas someras y terrestres; de tal suerte que tenemos un volumen potencial de 156 mil 600 millones. Eso es casi tres veces la producción acumulada en el país desde 1904, cuando se empezó la contabilización y la producción comercial en México con el pozo La Pez 4, en el municipio de El Ébano, hasta el 31 de diciembre de 2013.

Desde ese punto de vista resulta un volumen muy, muy atractivo, del cual PEMEX tiene el mandato a través de la Ronda Cero y con la solicitud que está haciendo de operar una parte de esto, como lo vamos a ver; y la otra queda a cargo del Estado para que el Estado decida, a través de las diversas rondas o los mecanismos que se han establecido en la ley, el aprovechamiento de estos recursos del país.

En esta lámina que les estamos mostrando, por un lado, mencionamos que el 70 por ciento de los recursos prospectivos totales corresponden a no convencionales y a aguas profundas; 60 millones a no convencionales, 27 a aguas profundas.

Es un volumen importante de 88 billones de barriles de recursos prospectivos, pero también tenemos una reserva remanente muy pequeña, del orden de 400 millones o 0.4 billones de barriles –como se indica ahí en la página–, que está asociada básicamente al volumen asociado a los pozos exploratorios descubiertos, tanto de shale no convencional como de aguas profundas.

Pero ya cuando consideramos las áreas de las estructuras en donde están estos pozos, el volumen de reserva remanente 3P se incrementa a dos mil 200 millones de barriles. Ahí hay –como decimos en la lámina– descubrimientos comerciales con recursos propios, no hay campos aún en producción, se tienen que asimilar tecnologías de explotación, son las áreas con la mayor expectativa de desarrollo actual, dado el volumen de recurso prospectivo de 88 y acumulan más del 70 por ciento de estos 112; de estos 112, 88 están ubicados en estos dos tipos de cuencas: No convencionales y aguas profundas.

Lo que son convencionales terrestres y aguas someras, la producción acumulada alcanza casi 29 billones de barriles del total de 55 billones que se han extraído en 110 años, entonces sí es un volumen

importante y solamente ha sido obtenido en poco más de 30 años de producción, casi 40, desde 1974, con el desarrollo del Mesozoico en Chiapas-Tabasco; tiene cuencas maduras ya con 40 años de edad, con una producción acumulada, tienen tecnologías dominadas.

Sin embargo, todavía hay oportunidades en recuperación mejorada, como lo vemos en los números de reserva remanente 2P, 12 mil 500 millones, que es donde tenemos prácticamente la totalidad de los proyectos que viene operando PEMEX y los proyectos los justificamos con esta reserva 2P.

Estos mismos proyectos, cuando le adicionamos la reserva posible, alcanzan un volumen a nivel 3P de 17 mil 300 millones.

Y finalmente, los convencionales terrestres tienen una producción acumulada importante, del orden de los 27 mil millones desde el '55, con un volumen remanente de reserva probada más probable de 11 mil 900 millones y una reserva posible adicionada a los dos anteriores que mencioné de 24 mil 300. Esta es la reserva 3P que tienen estas áreas.

Tenemos más de 100 años de producción y nos permite ver cómo están distribuidos, por un lado, los recursos, la producción y las reservas.

En la gráfica siguiente; por favor, antes de pasar a la gráfica siguiente, les quisiera mencionar que la tendencia de crecimiento de la industria a nivel global está constituida por recursos en aguas profundas y no convencionales.

Y con el propósito de que PEMEX mantenga la vanguardia en temas de frontera tecnológica y niveles de crecimiento, debemos consolidar y fortalecer las capacidades de Petróleos Mexicanos en ambos temas.

Por eso esta lámina que les muestro indica claramente que dónde vemos el incremento significativo de la participación de la producción de área a nivel mundial proviene –como ven – del área que está en la parte inferior, que es la que corresponde a los estimados de producción de aguas profundas.

Trece millones de barriles se estima obtener en el 2020 provenientes de este tipo de cuencas, ocho millones de nuevos accesos, seis millones de gas natural licuado, casi seis millones de campos en el Ártico, pero poco más de 10 millones de no convencional, tanto de gas como de crudo, y finalmente de proyectos de recuperación mejorada con 3.6 millones; de tal suerte que hemos tenido un crecimiento en los últimos 10 años o se espera un crecimiento sostenido del 3.35, pero claramente el que domina o el que hace que se vean estos incrementos es aguas profundas y la barra verde de gas no convencional.

Ahí es donde Petróleos Mexicanos también quiere participar, porque es la tendencia mundial, hay que explorar y explotar las áreas de aguas profundas, son yacimientos de tecnología un poco más compleja; tecnología para alcanzarlos y tecnología para explotarlos.

La siguiente lámina da cuenta en una manera muy resumida de cómo estamos atendiendo este 6º transitorio del Decreto Constitucional, en el cual pretendemos mantener una posición equilibrada entre la sustentabilidad del organismo y el crecimiento de la industria nacional, tal como se estableció en los postulados de la Reforma Energética.

Por un lado, fortalecer a PEMEX y maximizar el valor a largo plazo para el Estado Mexicano; y por otra parte, dar espacio a la inversión privada para contribuir al crecimiento del sector petrolero con impactos importantes y positivos en la economía de México.

Para cumplir con la primera parte de fortalecer a PEMEX, pues nos interesa mantener áreas en exploración y campos en producción principales. También asegurarnos que se van a contar con suficientes oportunidades exploratorias, susceptibles de convertirse después en localizaciones de perforación para lograr el crecimiento de la producción de PEMEX, particularmente –como mencionamos ahí en la lámina– en áreas de exploración en aguas profundas y recursos no convencionales, que –como mencioné– representan 88 billones de barriles o 70 por ciento de los recursos prospectivos del país.

Para dar espacio a la inversión privada, también hemos identificado áreas y campos donde es conveniente involucrar socios para acelerar

la exploración y desarrollo, pero al mismo tiempo también fomentar la transferencia de conocimiento a PEMEX.

Y por otra parte, no solicitar áreas y campos en los que PEMEX prevé no mantener niveles de actividad importantes, pero también éstos donde PEMEX no prevé nivel de actividad importantes pueden resultar atractivos para la inversión privada, por ejemplo áreas de potenciales recursos no convencionales para empresa chicas con desarrollos masivos en recursos de shale pueden estar en esta categoría. Y también estamos dejando espacios en las otras cuencas, en aguas profundas, en aguas someras y campos terrestres.

Estas premisas que mencioné guiaron las decisiones sobre qué áreas de exploración y qué campos de producción Petróleos Mexicanos debía solicitar.

En lo que se refiere a áreas de exploración, necesitábamos garantizar un número suficiente de áreas para sustentar un programa de crecimiento orgánico, es decir, sin fusiones ni adquisiciones de bloques, como ocurre en el contexto internacional, sino solamente explorando en el territorio nacional. Entonces podemos seleccionar áreas y bloques con inversión creciente en exploración, con el propósito de asegurar la producción futura.

Mantener sin duda las cuencas del sureste, que han sido muy promisorias en términos de producción y en términos de resultados exploratorios, los mayores descubrimientos están ubicados en las cuencas del sureste, marinas y terrestres.

La mayor producción, 45 billones de los 55 billones de barriles producidos vienen de estas cuencas del sureste, entonces es una cuenca de alto valor estratégico para la empresa, con la ventaja de que se pueden contribuir rápidamente a la producción en el corto plazo porque tenemos un buen nivel de infraestructura ubicado ya en estas áreas.

En aguas profundas estamos solicitando áreas para que PEMEX opere o donde involucre socios con el fin de asegurar la producción de mediano y largo plazo, y además reduzca la brecha en alguna de las

competencias que en este momento no tiene, porque nunca hemos explotado campos en aguas profundas.

Y en recursos no convencionales requerimos áreas que permitan la participación de PEMEX con la colaboración de socios estratégicos.

Eso es en exploración.

En lo que se refiere a campos en producción, vamos a mantener –en la propuesta que hicimos a la SENER– aquellos campos rentables para garantizar la sustentabilidad financiera de PEMEX y el crecimiento de manera eficiente y competitiva.

También queremos involucrar socios para contribuir al desarrollo de campos técnicamente complejos o de altos niveles de inversión. Estos socios estratégicos nos van a ayudar, por ejemplo, en aceites extrapesados costa afuera y en aguas profundas.

Chicontepec es un área que sin duda estamos solicitando, porque ahí involucramos a socios expertos para acelerar el proceso de innovación, mejorar la productividad de los pozos y maximizar el factor de recuperación.

Como saben, este Proyecto de Chicontepec abarca 29 campos, varios de ellos ya han sido asignados mediante la modalidad hasta ahora vigente, que eran los contratos integrales de exploración y producción, hemos asignado seis bloques y éstos los estamos solicitando dado que ahí ya hay un compromiso contractual establecido. Y por esa razón lo estamos solicitando.

Por otra parte, aquellos campos con limitada rentabilidad o que se encuentren en áreas alejadas de infraestructura no serían solicitados, o que demanden una capacidad operativa y financiera que no pueda alcanzar Petróleos Mexicanos.

Ahora, déjenme pasar un poco más en detalle a lo que son las áreas exploratorias.

Esta lámina tiene dos ejes, pero aquí tenemos retratado el portafolio de exploración. Lo analizamos en un esquema tridimensional, pero

finalmente lo estamos resumiendo en una gráfica XY donde el eje vertical involucra el riesgo técnico, menos técnico hacia abajo, más técnico hacia arriba, y el eje horizontal involucra el riesgo geológico, menor riesgo a la izquierda, mayor riesgo a la derecha.

De tal suerte que aquí podemos ubicar tres grandes áreas o nueve grandes áreas, pero cuatro en las que nosotros vemos el retrato del portafolio de PEMEX, por un lado los recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas, crudo pesado, tienen un riesgo técnico alto y un geológico bajo o medio, por eso están ubicados en la parte superior izquierda de la gráfica.

Aquellos proyectos de aguas profundas en casi en la mitad del Golfo, de Tlancanán, Han y Pakal, son áreas petroleras donde el modelo de *play* aún no está aprobado y nos hace falta perforar localizaciones exploratorias que nos permitan evaluar el potencial de estas áreas; tienen un riesgo geológico alto ciertamente y un riesgo técnico medio alto porque están en aguas profundas.

Por otra parte, los de riesgo geológico bajo y riesgo técnico bajo están ubicados en la parte inferior izquierda de la gráfica. Y ahí tenemos la exploración asociada a áreas donde hay infraestructura: Campeche oriente, Comalcalco, Cuichapa, Llave; Campeche oriente, Comalcalco y Cuichapa en las porciones de aguas someras, y Llave en aguas someras también, pero más al norte, y Burgos en la parte norte del país, una cuenca madura que tiene en la explotación desde principios de los cincuenta.

Esta caracterización del portafolio de exploración nos permite identificar dónde están primero ubicados cada uno de los proyectos que tenemos y basados en la dificultad técnica y geológica es que estamos haciendo nuestra propuesta.

Nuestra propuesta está basada en asumir un riesgo intermedio para ambos criterios, tanto el geológico como el técnico. Tenemos –los que podemos ver la lámina a color– el cuadro central, donde tenemos un área de Perdido donde ya el riesgo técnico y geológico ha sido reducido derivado de la actividad de perforación pozos exploratorios tanto con los descubrimientos de los pozos Trión, Supremus, Pep, Maximino, Exploratus; pero otra parte queda fuera del cuadro porque



tiene aún incertidumbre, tenemos evidencia sísmica de que puede haber continuidad de las estructuras, pero es necesario todavía confirmarlo.

Por eso una parte del bloque del área de Perdido abarca otros segmentos de esta gráfica de posicionamiento, Diagrama de Boston, en el cual ubicamos a área Perdido, igualmente Alosa; Holok es un área que ya la hemos venido confirmando como una provincia gasífera de aguas profundas, al igual que Uchukil, y Chalabil todavía tiene una porción donde el riesgo es mucho menor, ya son áreas conocidas, tenemos un riesgo técnico y geológico moderado.

Con base en esta caracterización es que hicimos nuestra selección y estamos planteando continuar en la parte media de riesgos moderados, tanto de la parte geológica como la parte técnica, y los riesgos bajos de exploración asociada a áreas de infraestructura existente.

Con ello la solicitud de PEMEX –que muestra la siguiente lámina– indica que de los 112 billones de barriles de recursos prospectivos, Petróleos Mexicanos está solicitando 34 mil 500 millones de barriles, los cuales representan el 31 por ciento de estos recursos prospectivos y se dejan al Estado para que, a través de la Secretaría de Energía, se convoque a rondas licitatorias con el propósito de que se continúen a través de la participación de terceros, de áreas que tienen un recurso prospectivo aún por descubrir, confirmar, reevaluar el potencial, incorporar las reservas que totalizan 78 billones.

Esto es más del doble de lo que tiene solicitado Petróleos Mexicanos, por lo cual podemos decir que es un volumen atractivo porque representa un volumen ligeramente mayor a lo que hemos producido en 110 años, lo que estaba dejando para ofertar representa un volumen equivalente al que hemos producido en 110 años, más lo que nos estamos quedando de reserva probada de 20 billones o 55.75, un volumen similar, es lo que estaría quedando para ofertar en términos de recurso prospectivo aún por descubrir.

Ahora, en lo que se refiere a producción –pasando a la siguiente lámina– definimos algunos lineamientos estratégicos para caracterizar los campos que íbamos a solicitar de izquierda a derecha en la parte

superior, los campos que tienen la producción actual y para los cuales es muy claro el Decreto Constitucional, PEMEX mantendrá –así lo establece el 6º Transitorio– todos aquellos campos que estén en producción a la fecha de entrada en vigor del Decreto, los campos en desarrollo y campos en evaluación y/ o diseño.

Y caracterizados ya por tipo de cuenca, por tipo de área, por tipo de proyecto, los terrestres convencionales de gas y aceite, pues ahí consideramos que PEMEX tiene un alto nivel de experiencia en desarrollo y explotación de campos terrestres de gas y petróleo, estamos solicitando principalmente campos con alta rentabilidad, y campos con limitada rentabilidad los estamos solicitando solamente por aquellas consideraciones estratégicas.

Si son muy pequeñas que no pudieran ser atractivas para una ronda, los estamos solicitando para retenerlos y continuar con el esquema de su desarrollo asociado a infraestructura que tienen cercana y que ya tiene Petróleos Mexicanos en explotación.

El tema de Chicontepec es otro importante, por su volumen de reserva, poco más de 16 billones de barriles, esto es casi una tercera parte de la reserva total del país, representa un volumen que estratégicamente desde el punto de vista de una petrolera le representa viabilidad en el corto y mediano plazo, porque tiene reserva que ya fue descubierta. Sin embargo, tiene alta dificultad técnica.

Aquí vamos a solicitar principalmente los campos o aquellos campos que tienen mayor grado de desarrollo y que tengan contratos vigentes.

Como mencionaba, hemos ya establecido seis contratos integrales de exploración y producción en esta área, los contratos que tenemos vigentes los queremos mantener, pues ya hay un compromiso mercantil establecido entre Petróleos Mexicanos y el tercero, por esa razón lo estamos solicitando.

También buscamos socios en el corto plazo para que contribuyan a acelerar el proceso de innovación requerido para incrementar la productividad, la eficiencia y sobre todo el factor de recuperación.

Como están estimados los factores de recuperación en campos de esta naturaleza, son bajos dado el incipiente nivel de desarrollo que tiene en este campo, requiere varios miles de pozos de desarrollo, llevamos seis años trabajando en él y haciendo analogía con otros campos como Spraberry o como Bakken, similares en complejidad técnica a Chicontepec, vemos que éstos han alcanzado la madurez de la curva de aprendizaje después de 15, 18, 20 años.

Sí hay una gran área de oportunidad para que, a través de la participación de terceros, pueda seguirse trabajando en esta área de Chicontepec.

En lo que se refiere a aguas someras, excluyendo crudo extrapesado, PEMEX es un líder global en el desarrollo y explotación de estos campos, tanto de gas como de aceite.

Vamos a solicitar todos aquellos en los que tenemos una rentabilidad sustantiva. Los campos que tengan, al igual que lo hicimos en la parte terrestre, limitada rentabilidad, pero que estén en una condición estratégica cercana a infraestructura y que los haga atractivos para PEMEX retenerlos, precisamente porque por sí solos su rentabilidad estaría en riesgo, los vamos a solicitar también. Y los campos que ya tenemos en desarrollo.

En lo que se refiere a aceite extrapesado en aguas someras, vamos a solicitar, o hicimos la solicitud más bien, campos en avanzado estado de desarrollo por su importancia en la producción en el corto plazo y porque ya tenemos un buen volumen de inversión en infraestructura finalizando su construcción, así como otros descubrimientos con impactos en la producción en el corto plazo, combinando el conocimiento de PEMEX con el de socios.

Y finalmente, en aguas profundas habíamos solicitado terminar el desarrollo de campos en la cuenca gasífera de aguas profundas por su importancia estratégica para ayudar a cumplir con la oferta de gas que el mercado nacional demanda.

Aquí también se están solicitando campos descubiertos en el área de Perdido; todas las áreas que hemos tenido actividad y hemos tenido

descubrimientos comerciales han sido incluidos en nuestra solicitud a la Secretaría de Energía.

Los campos principales en la cuenca gasífera para asociarse y contribuir a la oferta de gas, de igual forma, porque la visión ahora que tenemos es, con el precio de referencia aquí en esta área, difícilmente hace atractivos por sí solos para ser proyectos de aguas profundas que los podamos explotar.

Entonces, aprovechando que ya tenemos en desarrollo la infraestructura de nuestro primer campo productor de hidrocarburos en aguas profundas, el campo Lakach, los campos asociados también fueron solicitados.

Y con ello me voy a la gráfica siguiente que resume esta solicitud: De 24 mil 800 millones que hay de reservas 2P, Petróleos Mexicanos está solicitando 20 mil 600, que representan el 83 por ciento y se están dejando para rondas posteriores cuatro mil 200, que representan el 17 por ciento.

Ahora, los campos que estamos solicitando les corresponde 20 mil 600 millones, en la siguiente lámina hablamos ya de la reserva 3P, esos 20 mil 600 en 2P se convierten en 31 mil 300 en 3P, o sea, hay 11 mil millones de reserva posible adicional que puede ser convertida a proyecto para extracción y eso lo hacemos mediante la reclasificación, mediante la implementación de tecnología.

Cada año nosotros entramos en un proceso de reclasificar reserva posible, que es a nivel 3P, a reserva probable o a reserva probada. Entonces, esa reclasificación se hace en todos lados, PEMEX no es la excepción y por eso esos 20 mil millones que estamos solicitando de reserva 2P se convierte ya, en reserva 3P, de 20 mil 600 en 31 mil 300 y dejamos al país en posibilidad de ofertar 12 mil 500 millones, es decir, casi ocho mil millones más de reserva posible tienen las áreas no solicitadas.

Este volumen que estamos requiriendo es –de manera comparativa– casi la mitad de lo que hemos producido en la historia en el país o la mitad de lo que a nivel de reservas 2P, los 20 mil 600 millones, la

mitad de lo que han producido las cuencas del sureste, ha producido 45 millones y aquí tenemos 20 millones.

Con eso concluyo esta breve exposición y cedo el micrófono a la Subsecretaria de Hidrocarburos, la doctora Lourdes Melgar.

**Subsecretaria María de Lourdes Melgar:** Muchas gracias. Muy buenos días a todos.

Voy a hacer unos breves comentarios antes de abrir la mesa a las preguntas.

Y en primer término, quiero reiterar algo que ya ha comentado el ingeniero Hernández: El fundamento constitucional para lo que estamos llamando Ronda Cero está establecido en el transitorio 6º del Decreto de Reforma Constitucional en materia de energía que, como ustedes saben, fue aprobado y entró en vigor el 21 de diciembre del año pasado.

En ese sentido, el transitorio establece muy claramente que la Secretaría de Energía, con el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de la Constitución.

Y este mismo transitorio 6º nos establece criterios muy claros, y quisiera aquí destacar algunos de ellos.

En primer término, PEMEX debía someter, consensando a la Secretaría, su solicitud a más tardar dentro de los 90 días naturales siguientes a la entrada en vigor del Decreto, cosa que sucedió el pasado 21 de marzo.

En ese sentido reitero que PEMEX, efectivamente, cumplió con los tiempos establecidos en el transitorio 6º de la Reforma Constitucional.

Por otro lado, en el segundo párrafo de este mismo transitorio se establecen algunos criterios que quisiera destacar a continuación.

El primero es que la solicitud de PEMEX debe referirse a la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción. Este es un punto importante, que además esté en capacidad de operar a través de asignaciones.

La valoración que debe llevar a cabo la Secretaría de Energía se basará justamente en estos conceptos. Tenemos que tomar en cuenta qué es lo que PEMEX puede operar a través de asignaciones en términos de las áreas en exploración y los campos en producción que está solicitando.

Por otro lado, PEMEX debe acreditar, nuevamente de acuerdo a lo establecido en el transitorio 6º, que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los recursos de forma eficiente y competitiva.

Estamos justamente en el proceso de revisar y evaluar si efectivamente PEMEX cuenta con la capacidad técnica, financiera y de ejecución necesaria para que se le adjudiquen aquellas áreas en exploración y los campos que estén en producción, que ha solicitado.

El transitorio sexto es bastante detallado también en cuanto a algunos temas específicos en términos de los tiempos que se establecen para que la Secretaría de Energía emita su resolución, la cual debe ser dentro de los 180 días naturales a partir de la entrada en vigor del decreto, lo que nos lleva a la fecha de 17 de septiembre; es decir, tenemos hasta el 17 de septiembre para pronunciarnos en torno a la solicitud de PEMEX y adjudicarle las asignaciones correspondientes.

En este sentido, quisiera comentarles que uno de los temas que estamos evaluando es la posibilidad de que adelantemos estas entregas, quizá pudiendo hacer una entrega inicial de las asignaciones referentes a las áreas que están producción y posteriormente a aquellas que están en exploración, dando así a PEMEX toda la certeza para que pueda seguir sin ningún contratiempo con sus trabajos de exploración y producción.

La Ronda Cero, como lo estamos viendo en la Secretaría de Energía, es una moneda de dos caras. Es decir, por un lado buscamos fortalecer a PEMEX dotándole de los recursos necesarios para

asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, lo que constituiría el primer paso para convertirla en una empresa productiva del Estado.

Por otro lado, buscamos incrementar la inversión y crear una nueva industria petrolera en México a través del impulso a la inversión en exploración y extracción de gas y petróleo, buscando incrementar la producción de petróleo, la restitución de las reservas, por supuesto, incrementando la renta petrolera.

La Ronda Cero tiene como premisa lograr un balance entre los recursos que Petróleos Mexicanos operará y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores.

En términos de criterios más puntuales para darle a PEMEX las asignaciones en áreas en exploración y áreas en extracción, quisiera comentar primero que nada que los criterios establecidos en el sexto transitorio son apegados a lo que ha sido la experiencia de otros países en Ronda Cero.

El primero es que en el criterio de exploración a PEMEX se le asignarían aquellas áreas con descubrimientos comerciales y con inversiones en exploración.

En cuanto a los criterios de extracción, serían todos los campos en producción al 21 de diciembre de 2013, que es la fecha de entrada en vigor del decreto, como ya lo he señalado.

Finalmente, los criterios de devolución de las áreas de exploración serían cuando PEMEX no alcance descubrimientos comerciales en un plazo de tres años prorrogables por dos años adicionales. Es decir, aquellos campos que PEMEX no pueda llevar a un descubrimiento comercial en un plazo de cinco años, no haría mucho sentido asignárselos.

Quisiera comentar también que la Ronda Cero viene claramente detallada en el Decreto Constitucional. Una vez que PEMEX obtenga sus asignaciones podrá migrarlas a contratos; sin embargo, para poderlas migrar a contratos se requerirá contar con la legislación

secundaria y, como ustedes saben, ese es un tema sobre el cual todavía debe pronunciarse el Congreso de la Unión.

Por otra parte, una vez que se haya llevado a cabo la Ronda Cero, el Estado se estará preparando para llevar a cabo la Ronda Uno y las posteriores. En ese sentido, se licitarán las áreas que no hayan sido asignadas a PEMEX.

Estamos pensando que la primera ronda de licitación pueda llevarse a cabo en el primer semestre del 2015 y que tengamos rondas subsecuentes, una por año, salvo quizá en luitas, donde estamos considerando, tomando en cuenta la experiencia internacional, que lo más procedente sería celebrar varias rondas en un mismo año.

Como ya comentó con gran detalle el ingeniero Hernández, la solicitud inicial de PEMEX nos arroja los siguientes datos: PEMEX estaría pidiendo el 83 por ciento de las reservas 2P, lo que daría al Estado el 17 por ciento de reservas 2P, que podría incluirse en las rondas de licitación. Y PEMEX está solicitando el 31 por ciento de los recursos prospectivos, dejando al Estado el 79 por ciento.

Quisiera hacer dos comentarios muy puntuales, uno es que la solicitud de PEMEX se refiere a reservas estimadas a 2014. La Secretaría de Energía está trabajando con base en los datos de 2013, porque esa es la reserva certificada que tenemos, son los datos de reserva certificada. Cuando contemos con los datos, posteriormente haremos los ajustes del caso, que podría ser en las siguientes semanas.

Simplemente para concluir, decir que la valoración que la Secretaría de Energía llevará a cabo va a basarse sobre estos criterios técnicos claramente establecidos en el Decreto Constitucional.

Y para mayor información, pueden visitar la página de la Secretaría de Energía [www.energía.gob.mx](http://www.energía.gob.mx), en la cual encontrarán información sobre la Ronda Cero y la cual vamos a ir actualizando en la medida en que vayamos teniendo mayor información.

Muchas gracias. Y quedamos abiertos a sus preguntas.

**Presentadora:** Gracias.



Ahora procederemos con la sesión de preguntas y respuestas.

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

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

Si está usando un teléfono de altavoz, tendrá que levantar el auricular antes de oprimir los botones.

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

Nuestra primera pregunta viene del señor Carlos *Fleury*, de Bank of América.

**Pregunta:** Gracias por la llamada.

Mi pregunta es referente a los tiempos, nada más para ver si entendí bien.

Los resultados de la Ronda Cero serían en septiembre 17. ¿Se podría esperar que hubieran resultados de ciertas áreas antes de esto o se van a dar los resultados en conjunto en septiembre 17?

Y la segunda pregunta es: Si tengo entendido bien, PEMEX se podría asociar con compañías privadas en algunas de las áreas que queden reservadas a PEMEX como resultado de la Ronda Cero, la pregunta es si estas asociaciones se podrían definir antes de la Ronda Uno o si serían antes y después.

Gracias.

**Subsecretaría María de Lourdes Melgar:** Buenos días y muchas gracias por su pregunta.

En términos de los tiempos, el plazo máximo establecido en el Decreto Constitucional nos lleva al 17 de septiembre; sin embargo, estamos

evaluando la posibilidad de poder emitir resoluciones en etapas, dando primero que nada las asignaciones a PEMEX en los campos en producción, digamos todas las áreas donde no hay ningún debate, donde claramente concuerda con los criterios que están establecido en el Decreto Constitucional, y dejar aquellas áreas que serían de más discusión, donde se requeriría un mayor análisis, para una etapa subsecuente.

No tenemos todavía un plazo muy claro porque justamente estamos revisando toda la información que, como podrán imaginar, es muchísima, es muy grande y los técnicos se están abocando a ello.

Pero sí, la idea que tenemos en la Secretaría de Energía es que en la medida de lo posible podamos ir dando las asignaciones a PEMEX y además generando así toda la certidumbre que se requiere para que PEMEX pueda seguir operando sin tener ninguna duda de con lo que se va a quedar.

En cuanto al tema de las asociaciones, sí, efectivamente, PEMEX podrá migrar las asignaciones a contratos y celebrar estas asociaciones posteriormente a la Ronda Cero.

Sin embargo, sí quisiera subrayar una cosa, será indispensable que contemos con la legislación secundaria para poder llevar a cabo este proceso.

Digamos, en términos de la Ronda Cero la Constitución es muy clara y nos da todos los lineamientos, pero a partir del momento en que se quiere migrar a otro tipo de contratos y llevar a cabo las asociaciones, sí requerimos que esté vigente la legislación secundaria.

Y en cuanto a la última parte de su pregunta, referente a que si tiene que hacerlo todo al mismo tiempo o en qué etapas, esa será una cuestión que PEMEX irá definiendo. Evidentemente podrá llevar a cabo parte de estas asociaciones posteriormente a la Ronda Cero y después, posteriormente, en los momentos que considere de las demás rondas.

Gracias.

**Presentadora:** Ahora tomaríamos una pregunta enviada por el webcast.

**Ing. Gustavo Hernández García:** Tenemos una pregunta de *Anwar Fayad*, de Halliburton.

Buenos días, *Anwar*, Gustavo Hernández.

Pregunta si PEMEX está buscando la exploración de Perdido con socios del sector privado.

Yo te diría que hemos venido teniendo una actividad importante exploratoria para evaluar el potencial en esta área de Perdido y afortunadamente debo decir que no es casualidad, sino la experiencia de los técnicos a la interpretación de la información sísmica, que han decidido las localizaciones donde perforamos ya algunos pozos.

Esas decisiones nos han permitido incorporar reservas 3P en el área de Trión, en el área de Maximino, en el área de Supremus, posteriormente en el área de Exploratus, y nos ha dado confianza en que vamos por buen camino, las interpretaciones de la gente de geociencias son buenas y en realidad, lo he mencionado en otros foros, tenemos un éxito geológico en la perforación de pozos exploratorios de evaluación en el potencial por encima de la industria que viene desarrollando en la jurisdicción americana del Golfo de México.

Sí, hemos tenido éxito y, por lo tanto, la pregunta que haces en relación a si vamos a requerir ayuda de socios para continuar explorando, la ayuda quizá será limitada, marginal, porque tenemos que, en la parte que estamos solicitando, confirmar las áreas, delimitar las áreas y después pasar a la siguiente fase del proceso, que es presentar el plan de explotación para la sanción correspondiente al regulador.

Con eso espero haber respondido la pregunta de *Anwar*.

Hay otra pregunta de John *Rosberg*, de *OwlRock Capital*. Dice: ¿Cómo decidirá PEMEX a sus socios en los *JV's*?

El transitorio sexto menciona a través de licitaciones, pero hay conversaciones acerca de negociaciones directas.

Pregunta: ¿Será que PEMEX podrá establecer criterios de precalificación y en base a ellos habría una licitación?

Yo le diría, señor John, que como apuntó la Subsecretaria Melgar, para la migración de asignaciones a contratos se requiere tener la legislación secundaria ya completada y aprobada por el Congreso, lo cual está previsto en el texto constitucional que ocurra dentro de los 120 días posteriores a la fecha del Decreto.

El Decreto se publicó el 21 de diciembre, los 120 días se vencen el 20 de abril. Al 20 de abril esperaríamos ya tener la legislación secundaria y con eso tendría todo mundo claridad.

Pero, por otra parte, quisiera agregar que PEMEX ha realizado un análisis de compañías para identificar sus fortalezas. De cada una de esas empresas sus capacidades y fortalezas serán diferentes, tipos de tecnología. De esta forma, hacer sinergia con el conocimiento que tiene Petróleos Mexicanos de los Recursos de Hidrocarburos del país.

Hasta antes de esta reforma Petróleos Mexicanos tenía el mandato exclusivo de explorar y explotar, esto le ha permitido generar un bagaje de conocimiento importante que seguramente va a ser aprovechado para establecer cuáles son los potenciales socios, identificar aquellas empresas y potenciales socios con los cuales podamos hacer sinergia para maximizar el resultado en estas áreas, donde buscaremos *joint ventures*.

Espero haber dado respuesta a su pregunta.

Tenemos otra pregunta, la otra pregunta de John es: ¿Cuándo se empezará el proceso para dar acceso a la información geológica de PEMEX hacia la CNH?

Precisamente por la relevancia y la importancia estratégica de la información es que se firmó un acuerdo la semana pasada, previo a la entrega de la solicitud de Ronda Cero de Petróleos Mexicanos a la Secretaría de Energía, fue un acuerdo firmado por el Secretario de

Energía, el Director General de Petróleos Mexicanos y el Comisionado Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el cual se establece la información, los mecanismos para acceder a ella, dado que, como se imaginará, es un volumen grande de información: mapas, planos, información sísmica, datos de producción, datos de coordenadas, infraestructura asociada a cada campo, etcétera; es un volumen cuantioso de información que tan sólo la impresión en papel de los informes de cada uno de los campos que está solicitando Petróleos Mexicanos lleva varias cajas de información en papel.

De tal suerte que este acuerdo permitió hacer la entrega de una forma más expedita, de manera electrónica, y con eso esperamos ir cumpliendo con los requisitos que está solicitando la Secretaría de Energía para que, con la asistencia técnica de la Comisión, revisen la propuesta de PEMEX, revisen la información y ellos tengan la posibilidad de tomar su decisión sobre la solicitud que haya hecho Petróleos Mexicanos.

Otra, de Alfa, que si habrá una lista de los bloques específicos que PEMEX ha solicitado en la Ronda Cero.

Diría que, como mencioné al inicio, hemos cubierto la primera etapa de la Ronda Cero, pero la Ronda Cero concluye con la resolución que emita la Secretaría de Energía en el plazo constitucional establecido de hasta 180 días posteriores a la fecha de entrega de la solicitud formal por parte de Petróleos Mexicanos.

Esta fecha máxima es el 17 de septiembre, por lo tanto, esta primera Ronda Cero la tenemos en proceso deliberativo.

Creemos que más allá de especificar bloques o áreas, consideramos que la información importante es el volumen de recursos que pretendemos mantener. Y este volumen nos permitirá, como mencioné, tener un crecimiento orgánico, que es importante para cualquier empresa operadora. Y eso es lo que estamos incluyendo en las áreas solicitadas.

**Presentadora:** Tenemos una pregunta. Adelante, por favor.

**Pregunta:** Hola. Buenos días. Muchas gracias por la conferencia.

Tengo dos preguntas: La primera sería si PEMEX quiere algún bloque de petróleo que esté siendo asignado en la Ronda Cero. ¿Cómo se daría este proceso, hay un plazo mínimo que la compañía se tendrá que quedar con ese bloque o el campo, o algún programa exploratorio mínimo, como se hace por ejemplo en Brasil? Esa sería mi primera pregunta.

Y la segunda: Me gustaría saber cuál fue la mayor característica de campos de reservas 2P que fueron devueltos.

Muchas gracias.

**Ing. Gustavo Hernández García:** Gracias por tu pregunta.

Como se mencionó, tanto en la intervención de su servidor, como de la Subsecretaria de Hidrocarburos, el Decreto Constitucional es claro y específico para los dos tipos de áreas o campos.

Por un lado, en la parte de exploración, áreas que estamos solicitando.

Y por la otra parte, campos en producción, y que además estemos en capacidad de operar, inicialmente, a través de asignaciones, y posteriormente, si así lo decide Petróleos Mexicanos, migrarlos a contratos bajo los términos que establezca la legislación secundaria, y algunos términos que también ya han sido previamente establecidos en la Constitución.

En lo que se refiere a la parte de exploración, a lo que estamos enfocándonos, como mencioné, es en nuestra matriz de riesgos.

La diversidad de factores es un tema multifactorial que requiere una solución.

¿Cuáles campos pedir? No podemos pedir todas las áreas en las que está dividido el territorio nacional, simplemente porque el transitorio sexto establece que PEMEX deberá demostrar la capacidad de ejecución, la capacidad financiera y la capacidad técnica. Solicitar todas las áreas no es algo que estemos en capacidad de operar.

Aun cuando antes de esta Reforma Constitucional Petróleos Mexicanos tenía el mandato, ahora hay ciertas precisiones en las que se establece que las podamos hacer justificando previamente capacidad técnica, financiera y de ejecución.

Del universo de áreas de exploración, nos enfocamos en esa matriz, riesgo técnico y riesgo geológico, y seleccionamos aquellas áreas que tienen riesgos moderados y bajos para plantear nuestra solicitud; o sea, devolvemos al Estado o no estamos solicitando aquellas áreas, las que tienen todavía una alta complejidad técnica, la matriz que presenté, las que estaban en la parte superior derecha.

En lo que se refiere a campos en explotación, claramente el mandato es que mantendrá todos los campos en explotación que tenían producción al 21 de diciembre del 2013, fecha de entrada en vigor del decreto. Sin embargo, también hace la precisión en líneas más abajo el sexto transitorio que lo debe de hacer de manera eficiente y competitiva.

Los campos que está solicitando Petróleos Mexicanos cubren esas condiciones, que estuvieran en producción y que además su rentabilidad sea lo suficientemente buena para hacer eficiente y competitiva su explotación y le genere valor a Petróleos Mexicanos.

Los que no queden en esa categoría, hay una diversidad de campos que tenemos con costos altos, pero al ser hasta antes de la reforma, por mandato constitucional, el único operador, algunos campos los operábamos incluso con costos altos.

Ahora estaríamos devolviendo esos campos con costos altos, se va a establecer en la resolución que emita la Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión, la forma en cómo van a ser devueltos esos campos que no están solicitados o aquellos que haya Petróleos Mexicanos solicitado, pero que no haya sido aprobada su solicitud en la resolución final que haga la Secretaría de Energía.

**Presentadora:** Ahora pasaremos a tomar una pregunta enviada por el webcast.

**Subsecretaría María de Lourdes Melgar:** Muy bien, tenemos dos preguntas de webcast, la primera es de Jorge Brito, de PROFUTURO.

Pregunta: ¿El Comité que estará evaluando las capacidades de PEMEX para adjudicarle campos en esta ronda por quién está integrado?

El Comité está integrado por miembros de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, evidentemente por los comisionados y su equipo técnico, y por funcionarios de la Subsecretaría de Hidrocarburos. Básicamente.

La segunda pregunta es: ¿Se tendría que tomar en cuenta el potencial que tienen para PEMEX las asociaciones con privados, que agreguen a sus capacidades técnicas y financieras, para su fallo respecto a los campos solicitados?

La pregunta es de Froylán Méndez, de J.P. Morgan.

Y aquí la respuesta es que la Secretaría de Energía tiene que basarse en lo que viene establecido en el Decreto Constitucional y ahí se habla muy claramente que la evaluación inicial tiene que llevarse a cabo tomando en cuenta las áreas en exploración y los campos en producción que PEMEX esté en condiciones de producir por medio de asignaciones. Es decir, las asignaciones es lo que PEMEX puede hacer solo.

Posteriormente a que se cuente con las asignaciones, PEMEX podrá decidir si desea conseguirse socios con los cuales asociarse, pero en la evaluación inicial la Secretaría está mandatada por el Decreto Constitucional a hacer la evaluación con base en lo que PEMEX pueda hacer solo, porque además cualquier tema que tenga que ver con una asociación son supuestos a futuro, no certezas.

Y lo que sí tenemos como certeza es lo que PEMEX puede hacer, cuáles son sus capacidades técnicas, financieras y operativas.

Gracias.



**Ing. Gustavo Hernández García:** Tenemos por aquí una última pregunta de Araceli Espinosa, de Scotiabank.

Lo voy a leer pausado para que todos los escuchen: De acuerdo a las metas de producción de PEMEX bajo la Ronda Cero, de mantener una producción diaria mayor o igual a dos y medio millones de barriles de crudo, ¿cuáles serían los beneficios más evidentes que PEMEX podría alcanzar con la Reforma Energética aprobada en diciembre pasado o más bien sólo el objetivo de la reforma es el de crear competencia?

Yo le diría a Araceli Espinosa que lo que estamos proponiendo, la solicitud de Petróleos Mexicanos incluye un portafolio diversificado en campos en producción que nos permiten mantener la oferta de producción y áreas en la exploración que nos van a dar viabilidad a futuro. Esos son los dos elementos que integran el perfil de producción.

El perfil de producción no es nada más con los campos futuros, sino a mediano y largo plazo con la incorporación de producción fresca que provendrá de campos que ahora se encuentran en exploración o en fase de delimitación.

Por otra parte, Petróleos Mexicanos se está enfocando a los campos con costos bajos, lo que va a reeditar en una mayor rentabilidad o viabilidad financiera de PEMEX y se va a permitir, como está establecido en la reforma, migrar en este proceso de transición, de organismo público descentralizado a una empresa productiva del Estado con capacidades financieras y fortalezas, que se van a derivar de abrir a competencia la industria en el país.

Y si además después queremos migrar algunas de las asignaciones a contratos, asociándonos con algunas empresas, eso también nos va a permitir liberar recursos financieros que ahora les dedicamos a todo el portafolio de proyectos de Petróleos Mexicanos en la parte de hosting de exploración y producción.

Y dedicárselos a las áreas de mayor atraktividad en términos de exploración, toda la prospectividad que estamos solicitando queremos confirmarla, porque esa, como mencioné, representa el crecimiento orgánico de la institución.

Y por otra parte, asignarle más recurso a aquellos campos en los cuales limitamos la inversión, pero que con este incremento de capacidades a través de socios que van a venir posteriormente, le va a permitir a Petróleos Mexicanos redireccionar recursos y, de esa forma, maximizar las producciones en los proyectos, en los cuales ya somos competitivos, ser aún más.

Y mejorar la eficiencia que tenemos en costos, bajar del promedio de siete dólares por barril, quizá mantenerlo, pero ya enfocado en una serie de campos, que todos tengan un bajo nivel de costos. El costo promedio seguramente va a bajar y nos va a hacer una empresa más eficiente.

Debo finalmente por ahí también mencionar que la presentación que acaban ustedes de ver se encuentra en la página web de PEMEX [www.pemex.com](http://www.pemex.com).

Y solicitamos que nos envíen sus preguntas adicionales al correo de relación con inversionistas, que es [ri@pemex.com](mailto:ri@pemex.com), les daremos atención y serán notificadas estas respuestas que hemos obtenido en esta jornada, para que las que les correspondan a la Secretaría de Energía, sean respondidas; las que les correspondan a PEMEX y las que sean conjuntas, así lo haremos. Y se subirán a los portales correspondientes.

**Presentadora:** Gracias, damas y caballeros, con esto concluimos la teleconferencia de hoy.

Gracias por participar, todos pueden desconectarse.

- - - o0o - - -