



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### VIGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:56 horas del día 23 de marzo del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Vigésima Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0252/2018, de fecha 22 de marzo de 2018 y, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que se aprobó en los siguientes términos:



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 1P de hidrocarburos de la nación, al 1 de enero de 2018.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Total E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.

### II.- Asuntos para autorización

#### II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 1P de hidrocarburos de la nación, al 1 de enero de 2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias, muy buenos días. Comisionada, Comisionados, buenos días. Vamos a presentar el proceso de consolidación de reservas 1P al primero de enero del 2018. Adelante por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Nos vamos a apoyar en el siguiente contenido. Vamos a platicar sobre las reservas de la segunda licitación, Ronda Uno y descubrimientos; el proceso de reservas, que concluye en esta fase de integración de estos tres meses para la 1P específicamente, enero, febrero y marzo, con reuniones de trabajo que se realizaron del 13 al 16 con los operadores y con los terceros independientes, donde se revisan criterios, la vinculación con el esquema de desarrollo y las diferencias, para finalmente llegar a hacer el análisis de la información (punto cuatro); indicadores de reservas y la solicitud a este Órgano de Gobierno.

Me voy a apoyar con el equipo de trabajo de la Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada y en particular del ingeniero César Alejandro Mar, como responsable de la integración de reservas. Por favor Alejandro.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,  
INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- ¿Qué tal? Buenos días a todos Comisionada, Comisionados. Muchas gracias. La siguiente por favor.

Como primera parte del análisis del procedimiento anual de reservas al primero de enero de 2018 vamos a mostrar las reservas asociadas a las áreas de la segunda licitación de la Ronda Uno adjudicadas el área contractual 1 y 2 a los operadores Eni y Hokchi. Producto de las actividades realizadas durante los últimos años, así como la presentación del Plan de Desarrollo para aprobación a la Comisión, estas áreas pudieron ser reevaluadas, teniendo un incremento respecto a las cifras previas a su licitación, las cuales en conjunto aportaron volúmenes adicionales a las reservas 1P de la nación. Aquí en las tablas podemos mostrar esto que se comenta. Para el caso del aceite al momento de reevaluar las áreas con la nueva información, tenemos un incremento prácticamente de tres veces las reservas previas a su licitación, llegando entre las dos áreas 1 y 2 a una suma de 218.6 millones de barriles de aceite. Para el caso de las reservas de gas de estas dos áreas, previa a su licitación teníamos un valor de 42.1 miles de millones de pies cúbicos y producto de la nueva reevaluación asciende a un valor de 179.4 miles de millones de pies cúbicos, que aproximadamente es cuatro veces el valor de lo que se tenía.

A nivel ya de lo que son las cifras en líquidos de petróleo crudo equivalente, observamos que producto del aceite y el gas, las reservas se benefician con



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

una reevaluación de tres veces más, llegando a una cifra de 251.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La siguiente por favor. A nivel del tema de descubrimientos, las incorporaciones que nos reportaron para este proceso tenemos algunas pertenecientes...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdone Director General. Podría usted regresar a la anterior por favor, no más para asegurarme que estoy entendiendo bien. Lo que usted está mostrando aquí es la primera certificación de reservas que presentan dos empresas que recibieron contratos de las licitaciones.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estamos hablando de la segunda licitación de la Ronda Uno. Es ahí donde por primera vez estamos viendo descubrimientos, el caso de Zama, pero ese no está aquí.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ese todavía no está aquí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahorita quisiera que me dijera por qué todavía no está aquí. Creo saber la respuesta pero ahorita usted me dice. Y también aquí estamos viendo la reevaluación, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces es en esta Ronda Uno donde ya estamos empezando a ver resultados y las primeras empresas en certificar reservas y presentarlas aquí a la CNH es la empresa italiana Eni y la empresa Pan American. Es argentina o británica creo, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, Hokchi Energy.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hokchi Energy. Y entonces en el caso de estos dos, que son los dos primeros contratos en donde se presentan ya una nueva evaluación de reservas, usted señala que se triplica.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- A nivel de aceite y petróleo crudo equivalente se triplican las cifras.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se triplica el volumen de las reservas que teníamos previo al trabajo de estos contratistas.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, ok. Entonces un resultado positivo de los primeros contratos que presentan a certificación sus reservas. Ahora el caso de Zama, que fue un descubrimiento, que hace un descubrimiento muy importante. Entiendo que esta es la empresa Talos con Premier y Sierra, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entiendo que ellos todavía no certifican reservas porque están haciendo la evaluación para determinar la continuidad del yacimiento a las áreas de Pemex, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En donde se presume, todavía no se tiene la documentación final, pero se presume que ese descubrimiento se extiende también a las áreas de Pemex. Entonces ahí va a haber, se va a requerir un trabajo de unitización.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, posiblemente así será en caso de que se compruebe que el yacimiento es el mismo. Si, ahorita



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

esa área como tal se encuentra en un proceso de maduración de recursos, se están reevaluando. Ellos tienen unos Planes de Evaluación con ejecuciones de actividades exploratorias y en su momento van a poder proponer sus Planes de Desarrollo para poder certificar reservas adicionales a lo que tenemos al día de hoy.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces eso vendrá después, pero por lo pronto aquí hay dos empresas que ya presentan certificación de reservas y los resultados son positivos. Se triplican el valor de las reservas en estas áreas previo a la asignación de estos contratos. Particularmente se destaca el caso de gas natural en donde hay más, que se cuadruplica, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí. De hecho algo interesante en las áreas es que si observamos el área 1 está aportando más gas que el área 2 debido también a las características de los yacimientos. En el caso del aceite es al contrario. El área 2 operada por Hokchi es la que nos da mayores volúmenes de aceite. Pero ya todo traducido a líquidos, que es el petróleo crudo equivalente, observamos que andan en valores muy cercanos ya a nivel de reservas probadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muchas gracias. Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ok, continuamos. Bueno, les comentaba que respecto a los descubrimientos reportados por parte del año pasado producto de la actividad exploratoria de Pemex, se nos reportan tres descubrimientos. Dos de ellos pertenecen a las Cuencas del Sureste en los campos Suuk y Valeriana y a su vez tenemos lo que son las Cuencas de Veracruz con un descubrimiento del campo Ixachi.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estos son Director General descubrimientos de Pemex.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Son de Pemex.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que el mismo Pemex ya ha anunciado.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Insisto, el descubrimiento de Zama está en proceso de evaluación para hacer una posible unitización. Ese todavía no está en este año, seguramente ese estará sin duda el próximo. Pero estos son descubrimientos de Pemex.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Son asociados a la actividad exploratoria de Pemex.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Y bueno, por tales descubrimientos a nivel de aceite lo que pudieron adicionar fue 69.5 millones de barriles de aceite. En el caso del gas adicionan 454.4 miles de millones de pies cúbicos y para el petróleo crudo equivalente 153.8. En cuanto al tema de las reservas de gas esto es algo muy importante, porque esto va a permitir revertir la tendencia que venía a la baja de las reservas de gas natural para el país. Y observamos que en el caso del descubrimiento de Ixachi, este contribuye en más del 50% a las adiciones de las incorporaciones de gas en reservas probadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ixachi es un descubrimiento muy importante de gas con condensado.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- De gas y condensados. De hecho de los tres descubrimientos dos son de gas y condensado y únicamente Suuk es el de aceite.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, adelante.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- La siguiente por favor. Bueno, ya como parte del proceso de reservas con el equipo de trabajo lo que hicimos fue recibir dos avisos de cuantificación y certificación de los operadores. Perdón, tres avisos. Uno por parte de Pemex, otro de la compañía Eni y otro de la compañía Hokchi Energy. Ellos nos ingresaron la información durante el mes de febrero con sus reportes, las cifras, sus cartas de certificación, así como las estimaciones de las diferencias entre el tercero independiente y su cifra. Tuvimos reuniones de trabajo durante la semana de 13 al 16 de marzo, teniendo algunas reuniones para aclarar estas diferencias que generaban en el caso de las estimaciones, pues dudas o ciertas incertidumbres que teníamos acerca de los trabajos de certificación o de los valores presentados por los operadores petroleros. Y finalmente pues producto de todo eso llegamos a la propuesta de la consolidación nacional de las reservas probadas en este mes de marzo y posteriormente para 2P y 3P se hará el mismo ejercicio para las reservas de estos operadores que comentamos en el mes de mayo. La que sigue por favor.

Algo que cabe resaltar es que los nuevos contratistas ya operan bajo la nueva regulación que fue publicada el 20 de diciembre del año 2017, en el cual ya se trabaja con un solo criterio para distinguir las diferencias entre el operador y el tercero independiente a nivel de petróleo crudo equivalente. El caso de Pemex, él mantiene por último año la regulación anterior para poder concluir su ciclo de certificación de tres años en el cual él da cumplimiento a la certificación del 100% de las reservas asociadas a los campos que él opera al día de hoy. Bajo esto se hizo también la revisión de los criterios. En este caso manejamos dos, que son los que se han hecho en años pasados y nos vamos a enfocar principalmente en las diferencias de Pemex con los certificadores debido a que para el caso de los trabajos que se realizaron por parte de los certificadores con Eni y Hokchi están dentro del criterio de diferencias del 10% y estas no son realmente relevantes. La que sigue por favor.

Aquí tenemos la primer gráfica en donde mostramos los campos que fueron mayores al 10% en diferencias contra el certificador traducido a volúmenes de aceite. Observamos que del lado izquierdo en las barras de color verde, la principal diferencia o la mayor diferencia se centra en el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

campo Akal. Debido a los volúmenes de reservas grandes que maneja, cualquier variación en las diferencias pues tiene este efecto en rangos muy altos. Del lado derecho, en las gráficas que son de color gris, observamos que algunos certificadores en campos sobre todo terrestres ven mayor beneficio o mayores volúmenes de reserva. Es decir que en algunas de esas áreas ellos evalúan mejor potencial de reservas probadas que las evaluaciones del operador petrolero, en este caso Pemex. La siguiente por favor.

En el caso del gas observamos que existe otro campo del lado izquierdo en color naranja, que es el campo Onel también operado por Pemex, en donde su diferencia es mucho mayor. Esta diferencia radica en que ellos están estimando producir parte del casquete más temprano y el certificador todavía en los tiempos en la actividad no ve este beneficio, se lo reclasifica a las reservas probables. A su vez también del lado derecho en las cifras ahí que aparecen en las barras grises observamos la misma tendencia del aceite que existen algunos campos – sobre todo terrestres – en donde él le sigue dando mejores beneficios como el caso del campo Terra, Corralillo, Ébano Chapacao y Tetl. La siguiente por favor.

Y producto de estas diferencias de aceite y gas, observamos que se vienen manteniendo los mismos campos, principalmente las diferencias por parte del operador siguen siendo el campo Akal, Onel, el caso de Xikin. Y por parte del certificador se mantiene ver mejores volúmenes asociados a las reservas en Terra, Ébano Chapacao y el campo Tizón. La siguiente por favor.

Bueno, ya estas diferencias una vez evaluadas le aplicamos el segundo criterio, que no es otra cosa más que medir estas diferencias o el impacto de estas diferencias menores al 5% respecto de los campos certificados por el operador en este ejercicio. Observamos que la mayoría de los campos no pasan de este indicador. Los valores más altos de los campos que vimos se quedaron alrededor de 2%, 2.8%, no más allá. ¿Ok? Entonces por lo que estarían dando cumplimiento a cumplir bajo los criterios de la regulación anterior aplicada a Pemex. Aquí mismo quiero mencionarles que pues con este año concluye lo que es el ciclo de certificación de Pemex y para el año 2019 él ya reevaluará nuevamente sus reservas con nuevos certificadores. Se le establece una nueva rotación de certificadores, va a abrir un nuevo ciclo de certificación por un periodo de tres años en donde él ya se apegará



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

a la nueva regulación como los nuevos operadores que mencionamos anteriormente. La siguiente por favor.

Bueno, producto ya de lo que es el análisis y la consolidación de las reservas, llegamos a las siguientes cifras a nivel de reservas probadas. La cifra de aceite tenemos 6,464.2 millones de barriles de aceite. Para el caso del gas tenemos 10,022.4 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y para el caso del petróleo crudo equivalente 8,483.7 millones. La que sigue por favor.

Aquí les mostramos cómo se ha dado la evolución en los últimos tres años de las reservas. Podemos observar que la disminución o la tendencia que se tenía se ha venido revirtiendo, producto de lo que ya platicamos: de las adiciones de las áreas que se están...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Todavía no frenan.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Se ha venido frenando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Todavía no se revierten. Dios mediante ya vamos para allá, pero se va frenando, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Bueno, perdóname. Se ha venido frenando producto de los volúmenes adicionales que tuvimos tanto en la parte de incorporación, así como la reevaluación de las áreas. En un futuro a medida que se vayan adicionando más empresas, más desarrollo, que se hagan migraciones, que se vayan licitando más áreas, todo esto podrá beneficiar y revertir efectivamente esta tendencia a las reservas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, a ver, yo quisiera subrayar lo que usted está diciendo. Si vemos arriba tenemos verde petróleo, rojo gas, abajo la cifra consolidada en petróleo crudo equivalente.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sobre todo destacar lo que usted acaba de señalar en relación con el gas natural. Ahí sí prácticamente se frenó la caída, que es como usted señalaba el resultado de los trabajos de los contratistas Eni y Hokchi y de los descubrimientos de Pemex que tienen un componente de gas muy importante.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, efectivamente así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces ahí sí vale la pena destacar que se frena, prácticamente se frena la caída en las reservas de gas natural, lo cual es fundamental porque en opinión de su servidor y también varios de ustedes lo han comentado, el principal reto energético de México es gas natural. Por el elevado consumo que tenemos y los elevados porcentajes de importación del mismo, es el energético más importante en las próximas décadas. Se importan grandes volúmenes. Es muy importante que en México, era muy importante que en México frenara esta caída en reservas y lo que debe de apuntar hacia el crecimiento en las reservas de gas natural. Entonces bueno, importante destacarlo, sí es una nota importante. Con estos trabajos de los contratistas y los descubrimientos de Pemex se frenan prácticamente las caídas de reservas de gas natural.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, asociado a las reservas probadas en este caso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estamos hablando de reservas probadas que son las que tienen una probabilidad de ser extraídas de al menos 90%. Es decir, son las que tienen un gran nivel de certidumbre.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien Director, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Gracias. La siguiente por



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

favor. Aquí presentamos lo que son los indicadores de reservas. Tenemos lo que es la tasa de restitución integral y por descubrimientos. Algo que podemos resaltar al igual que en la lámina anterior es que la restitución integral de gas, contrario a lo que se venía reportando, prácticamente llegó a un 80% de la restitución de reservas de gas de las probadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- En el caso del aceite sí se mejoró, pero todavía no fue suficiente. Y producto de esto pues el petróleo crudo equivalente también logró subir a diferencia de las cifras reportadas el año pasado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En gas natural aquí sí se va revirtiendo la tendencia y nos acercamos ya. Ya estamos prácticamente en 80% de restitución. Insisto, prácticamente se frena la caída. En aceite todavía falta mucho más por hacer, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y bueno, y sin duda en gas, pero el indicador de gas es notoriamente bueno en relación con lo que veníamos viendo.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, es el efecto de ese comportamiento y las actividades ya traducidas a indicadores de reservas en la restitución que probablemente en algún futuro podrá ser mayor al 100% como en años posteriores.

Bueno, adicional a esto tenemos también lo que es el cálculo de la tasa de descubrimientos por incorporación. Esto únicamente son de los descubrimientos que lograron clasificar reservas en las probadas. Posteriormente para lo que es el mes de mayo cuando evaluemos las 2P y 3P, ahí tendremos todas las incorporaciones de los descubrimientos que probablemente puedan ser superiores al 100% de las cifras que venían presentando anteriormente en los procesos de reservas.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y tenemos abajo otro indicador que habla de la relación reserva-producción, que no es otra cosa más que de las reservas probadas divididas entre lo que es la producción de años pasados, observamos que tenemos alrededor de 9.1 años en el caso del aceite, 5.4 en el caso del gas y 8.5. Este indicador año con año se ha venido manteniendo y producto de nuevas adiciones o lo que hablábamos de estos Planes de Desarrollo que pudieran agregar reservas, podría irse mejorando. Es algo dinámico que va cambiando año con año y estamos viendo una tendencia de que se sigue manteniendo los mismos valores cercanos a años pasados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero parece ser que en gas aumentó también, ¿no? En cuestión de años. No tanto se mantuvo sino que incrementó.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, es correcto, sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En la parte de los años que puede estar.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, de años anteriores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Del año anterior.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, porque teníamos cuatro años, la razón reserva-producción en gas natural teníamos cuatro años y aquí se está dando un incremento significativo como dice la Comisionada: 5.4 años.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un año y medio más o menos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, doctor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo aquí quiero diferir completamente. La producción de gas ha venido bajando. Entonces la razón de restitución pues aunque sigamos descubriendo lo mismo, si producimos menos, se ve mejor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tiene dos efectos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tiene dos efectos. Y reserva y producción si bajamos la producción pues nos sube la duración de reserva-producción. Entonces creo que hay que tomar, hay que hacer ese análisis también. O sea, no sé si me explique.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, sí. El indicador mejora por las razones buenas y por las razones malas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Las razones buenas en la reevaluación de los contratistas Eni y Hokchi, los descubrimientos de Pemex; las razones malas es que la producción ha seguido cayendo. Sin duda, ¿no? Por las razones buenas y por las malas.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, gracias por la precisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y yo quisiera darle también una interpretación un poco más práctica a este indicador en cuanto a este es una hipótesis de que si en el país no se hiciera absolutamente nada, si se congelara completamente la inversión, la extracción y el descubrimiento, tendríamos 9.1 años de producción de hidrocarburo. Esto es lo que nos dice pues este indicador y 5.4 años en el caso de gas. Solo por hacerlo un poco más práctico para entender el resultado de este indicador o lo que quiere decir pues este indicador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero sí, sin duda coincido con usted Comisionado Acosta. Es un indicador que hay que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

verlo simplemente como lo que es, un indicador de reservas a producción, no un pronóstico de lo que nos queda de reservas, porque esas cosas van cambiando todos los días. Entonces hay que tomarlo con las reservas de lo que es el indicador.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, de hecho como así lo comentan se ha venido manteniendo, año con año hemos visto esta misma tendencia y como que aumentamos. A medida que se puedan adicionar volúmenes, se pueden ir ampliando estos años en la extracción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director. Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- La siguiente por favor. Ya aquí presentamos un resumen de lo que fueron pues estas variaciones de las reservas probadas. Principalmente en el caso de nuevos contratistas, pues tenemos que operan las áreas 1 y 2 por parte de Eni y Hokchi respectivamente, los cuales reevaluaron estas áreas y permitieron adicionar volúmenes adicionales a las reservas probadas de la nación. Esta adición traducida en volúmenes respecto a las cifras previamente certificadas presentan un beneficio de alrededor de 143.4 millones de barriles de aceite y para el gas de 137.4 miles de millones de pies cúbicos.

Por la parte de descubrimientos, producto de las actividades de Pemex, observamos que se pudieron incorporar 69.5 millones de barriles de aceite y 454.4 miles de millones de pies cúbicos de gas producto de los descubrimientos asociados a los campos Ixachi, Suuk y Valeriana. Y existen otras variaciones a nivel de reservas de manera muy general en donde se ha tenido desfases de actividades en algunos campos, en otros ha sido lo contrario, se ha intentado hacer desarrollo temprano, así como convivir todavía con esta tendencia de algunos campos maduros y la declinación, que bien va alineada a lo que comentaba el Comisionado Moreira con efectos de la producción. Le pasaría la palabra a Daniel Mena para hacer la solicitud al Órgano de Gobierno de las cifras.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, gracias Director General.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Alejandro. Resultado precisamente de los procesos de integración y análisis de los valores de reservas de hidrocarburos presentados a este Órgano de Gobierno y – como ya se mencionó – incluyen los primeros resultados de la Reforma Energética en el tema de reservas 2018, son los siguientes: categoría 1P, cifra de aceite 6,464.2 millones de barriles. En gas 10,022.4 miles de millones de pies cúbicos y 8,483.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias jefe de Unidad de Extracción Daniel Mena. Colegas Comisionados, está a su consideración. ¿Algún otro comentario? Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. A ver, cuando se habla de reservas cuando menos para mí este es uno de los temas más complejos porque implica una muy buena cantidad de precisiones técnicas, ¿no? La 1P, la 2P, tasa de restitución, relación de los años de producción.

Yo quisiera alejarme de estas precisiones técnicas para tratar un poquito de decir y darle contexto a lo que estamos hoy aquí haciendo. En términos de la regulación los operadores petroleros cuantifican sus reservas – reservas son la cantidad de hidrocarburos que está en el subsuelo – y que se estima serán finalmente producidas, ¿no? Ellos cuantifican, después hay un tercero que certifica esas cifras y son las diferencias que ya nos mostraban aquí los colegas. Y lo que a la CNH le toca es consolidar esa cifra una vez que se superan las diferencias entre el operador y el tercero.

Hablamos aquí de la reserva 1P, que ya lo decía el Presidente es la que tiene al menos el 90% de posibilidades de ser efectivamente producidas. Digamos son las que están prácticamente más seguras, ¿no? La 2P tiene al menos un 50% y la 3P tiene al menos el 10%. Entonces como vemos claramente hablamos de cosas muy distintas cuando hablamos de reserva 1P, 2P y 3P.

Esta es la primera vez en el país que operadores petroleros distintos a Pemex vienen a la Comisión y nos presentan las cifras de reservas que ya fueron certificadas por un tercero independiente. Es decir, hasta antes de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

este ejercicio toda la reserva del país era producto de las actividades que llevaba a cabo Pemex. Por primera vez en este año vienen dos empresas extranjeras Eni y Hokchi y nos dicen, "yo cuantifiqué estas reservas y un tercero ajeno me las certificó" y esos fueron consecuencia de la segunda licitación de la Ronda Uno.

Hay que poner también en claro que la primera licitación de la Ronda Uno, donde se licitaron 14 áreas contractuales y se adjudicaron 2, eran áreas francamente de exploración. La segunda licitación de la Ronda Uno, que es la que ahora nos ocupa, tenía ya campos descubiertos. Es decir, al final los operadores que resultaron ganadores de esas áreas contractuales, tenían ya ahí la posibilidad de llevar a cabo estas actividades de evaluación porque el descubrimiento ya estaba hecho. Estaba hecho, lo hizo en su tiempo Pemex. Es decir, lo que quiero tratar de traer a la mesa es que es una, me parece una buena noticia el que por primera vez empresas ajenas a Pemex puedan ya certificar o hayan ya certificado reservas y esa actividad se suma a lo que vino haciendo Pemex. Pemex reportó cuatro descubrimiento que, sumados a las actividades petroleras de estos dos contratistas (de Eni y Hokchi), permiten hoy claramente poder señalar – ¿no? – lo que nos decías con elementos muy puntuales que sobre todo en el tema de gas natural, pues este declive que veníamos reportando de las reservas pues prácticamente se detiene. Ciertamente lo que apunta el doctor Moreira pues creo que es incuestionable. Eso también se debe a que la producción ha sido menor de gas natural, ¿no?

Pero yo me inclino a pensar que las buenas razones que decía el Presidente me parece que son mejores en este caso que hablamos hoy de reservas y quizá yo esperaría se verá con mayor claridad cuando reportemos las reservas 2P y 3P. Y déjenme decirles rápidamente, tratar de poner un ejemplo. A ver, en aguas someras lo que hemos dicho es que un proyecto petrolero toma aproximadamente 6-7 años, ¿no? Desde que empieza la exploración hasta que se lleva el proyecto a producción. Y en aguas profundas hemos dicho pues no será antes de 10 o 12 años que el proyecto que empiece en exploración pues obtenga un descubrimiento, se evalúe, en fin, se delimite y se lleve por fin a producir.

La Reforma Energética se publicó hace menos de 5 años. En esta segunda licitación de la Ronda Uno fue la primera licitación en donde se licitaron



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

campos descubiertos, digamos en donde Pemex hizo buena parte de la actividad exploratoria, llegó hasta el descubrimiento. Luego vinieron empresas, estas dos extranjeras, y reevaluaron ese descubrimiento y llevaron las cifras hacia arriba. Pero vendrán otras – ¿no? – que seguramente habrán de, como consecuencia de la actividad exploratoria habrán de descubrir. Y entonces me parece que esta actividad francamente habrá, ahora sí, de revertirse. Es decir, no estamos todavía en el escenario de reversión, estamos me parece en un escenario en el que se frena esa tendencia a la baja. Pero yo sí creo, estoy convencido que como consecuencia de la posibilidad de que vengan otras operadoras petroleras, que inviertan y que arriesguen su dinero y no el dinero de la nación, me parece que eventualmente esta tendencia sí se va a revertir y yo creo que esa es una buena noticia. Y bueno, pues simplemente yo quería apuntarlo.

Si tomamos en cuenta los tiempos, yo creo que hace sentido pues que la tendencia se frene. Que si las licitaciones siguen adelante, que si se siguen adjudicando contratos, que si se abre el tema del Shell que viene por cierto la 3.3 una licitación piloto de 9 campos en el Estado de Tamaulipas. En fin, que si se sigue con esta actividad de exploración eventualmente pues vamos a revertir esta tendencia a la baja y la plataforma de producción también pues tendrá que verse reflejada en un incremento – ¿no? – de esta producción. Yo quise hacer un comentario, a lo mejor no tan técnico, no con precisiones técnicas de lo que es la reserva, pero me parece que vale la pena darle contexto y decirlo de la manera pues más clara posible. Espero haberlo logrado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, sin duda Comisionado, muchas gracias por las precisiones, muy atinadas. ¿Algún otro comentario? Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me gustaría yo creo que esto se ha hecho digamos con las mejores tecnologías, las mejores prácticas internacionales, con el mayor cuidado posible. Pero a mí me gustaría como que señalar este tipo de cosas, creo que lo mencionó aquí el Comisionado Presidente. Todo esto cambia por razones positivas, negativas y razones totalmente exógenas. Si el precio del petróleo se cae, automáticamente se van a caer las reservas, porque las reservas son lo que puedo extraer al precio actual y con la tecnología actual. Entonces es



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

exógeno que se caigan las reservas, yo no hice nada y se cayeron. O viceversa me puede pasar. Entonces creo que sí valdría la pena como que presentar un cuadrado diciendo cuáles son las premisas detrás de este análisis. Si el precio del petróleo estaba a tanto, el precio del gas estaba a tanto y la producción estaba a tanto. Y eso nos permite identificar qué es lo bueno, qué es lo malo y qué es lo exógeno totalmente. Totalmente.

¿Sí? Porque otra vez. Si el precio del petróleo en el 2018 sube mucho, nuestras reservas en el 2019 se van a ver mejor. No necesariamente porque no hemos hecho nada. Entonces a ver, ¿qué hicimos bueno? Incorporamos reservas. Y qué sucedió nada más por un efecto de precios. Entonces ustedes lo están poniendo de cierta manera cuando ponen cuánta reposición fue por descubrimiento. Eso es muy importante señalar, esto es un cambio real. Y hay otras cosas que son cambios, pues no sé cómo ponerlo.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, es que algunos son cambios ajenos como el tema de la premisa económica como bien lo comenta. Pero adicional a eso influye tanto la actividad en el desarrollo y todo lo que ya comentamos. Es una combinación en realidad de los dos que puede ser a favor o en contra, dependiendo de las cifras que se tengan y las condiciones en su momento económicas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues por eso valdría la pena poner premisas y luego checar el año que entra qué cambió en las premisas y qué cambio. Porque es un arma enorme para ver cómo vamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente. Hagámoslo jefe de Unidad. Y en relación con esto que menciona el doctor Moreira que coincido, subrayo nuevamente el tema de gas que ha sido para el mismo doctor Moreira una preocupación que compartimos varios, en donde lo que más incrementa en esta revisión de reservas es gas natural. Insisto, por el trabajo de los contratistas, por los descubrimientos de Pemex. En el caso de los contratistas, ellos trabajan, llevan a cabo perforaciones y se logra – no sé si lo estoy diciendo con precisión – pero más que cuadruplicar el volumen de reservas de gas en esas áreas objeto del trabajo de los contratistas. Y esto a su vez le sumamos los descubrimientos de Pemex, particularmente el de Ixachi.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ixachi.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ixachi, gracias, que es gas natural con condensados. Eso da el gran cambio en materia de gas natural. Y lo subrayo porque en gas natural el precio no se ha incrementado. Entonces sí es una gran cosa ver esta incorporación de reservas por parte de Pemex, por parte de los contratistas en gas natural, cuando el precio de gas natural sigue bajísimo. ¿No? Nuestra referencia comercial más cercana es Louisiana en Estados Unidos, el Henry Hub, en donde el precio del gas está por abajo de 3 dólares, está en 2.7. Entonces no se ha mejorado el precio de gas, no obstante los descubrimientos de Pemex y la reclasificación de reserva ha sido muy positivo. Pero sí, sin duda hay que poner el mapa de todos los efectos, ¿no? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, siguiendo con esta idea, pues efectivamente pensando en un escenario donde no se hiciera absolutamente nada, es probable que el siguiente año sin hacer absolutamente nada haya una variación exclusivamente por factores externos que son relacionados con el precio. Obviamente lo que le toca hacer a las autoridades que regulan el sector y a las autoridades que definen la Política Energética pues es precisamente tomar acciones para efecto que esos factores que sí se pueden controlar provoquen el incremento en las reservas. Y aquí es, bueno, ¿qué hemos estado haciendo nosotros para que esto suceda?

Por una parte recordemos que las 100, aproximadamente 100 asignaciones que le vencieron en su primer periodo a Pemex le establecimos – por recomendación de la CNH – la obligación para permanecer con ellas, para poder continuar con los trabajos, de llegar a un descubrimiento. Descubrimiento que se realiza a través de actividades de exploración que incluyen obviamente la perforación, única forma de incorporar reservas por una parte. Y por otra parte en los Planes de Exploración que hemos venido aprobando, como el que vamos a aprobar en el siguiente punto del Orden del Día, se incluyen también actividades de exploración que prevén ya sea la perforación de uno o dos pozos como mínimo en relación con la forma en que se les haya adjudicado el contrato. No hay otra forma de incorporar reservas.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces por lo que toca pues a las actividades que tiene que hacer el regulador, es seguir promoviendo esta actividad que, como vimos en otras revisiones, Pemex en su primera etapa de los últimos años venía con una desaceleración en la actividad exploratoria. Creo que esto poco a poco se viene revirtiendo y se debe en gran parte al contenido que hemos estado viendo en la presentación de los proyectos de Planes de Exploración. Entonces yo creo que si bien hay factores exógenos, nos corresponde a nosotros pues estar viendo de qué manera aquellos que sí son internos podemos nosotros promover para efecto de lograr pues un mayor incremento en la incorporación de reservas en este caso 1P, 2P o 3P.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionada doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá complementando la idea que bien comenta el Comisionado Acosta, creo que como una función primordial de la CNH es precisamente el seguimiento de estas actividades de todos los operadores porque en realidad digamos perforar un pozo, descubrir un posible yacimiento, no necesariamente nos lleva a este momento de la incorporación de reservas. Lo que sería necesario es evaluar el descubrimiento para que un tercero independiente lo certifique y que se pueda incorporar a las reservas nacionales, ¿no? Entonces creo que esto y al final de cuentas que esas reservas puedan manifestarse como comerciales en un momento dado y que el seguimiento de estos Planes de Exploración, en dado caso que inicien desde la etapa inicial, puedan dar el seguimiento, que pasen por sus etapas – el descubrimiento, la evaluación –, que haya esta parte de incorporación y de evaluación de las reservas que se puedan tener, que se evalúen por un tercero independiente y que se puedan incorporar en un momento dado a las reservas nacionales. Y en ese momento, estaríamos viéndolo a estas cifras que estamos incorporando año con año.

Por eso hemos visto que en muchos casos en los seguimientos que hemos dado se están perforando, se están descubriendo algunos yacimientos, pero no necesariamente los estamos viendo aquí porque todavía no se están evaluando y no los están certificando los operadores.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El caso de Zama.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El caso de Zama y de otros, ¡eh! Y de otros que también se han perforado hasta el momento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, claro. Que vendrán en el próximo ciclo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que vendrán al siguiente ciclo, siempre y cuando también nosotros le demos seguimiento cuando suceda eso.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O como 2P y 3P.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y como 2P y 3P, así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, ¿algún otro comentario colegas? ¿No? Secretaria Ejecutiva.” .

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.20.001/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 1P de hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2018.

### **ACUERDO CNH.E.20.001/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 43, fracciones I, incisos f) y g) y II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones V, inciso b. y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 1P de hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Total E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quisiéramos presentar este Plan de Exploración al Órgano de Gobierno. Se trata del área contractual número dos del Cinturón Plegado de Perdido. Esta área fue referente a la cuarta licitación de la Ronda Uno en aguas profundas. El 13 de diciembre del 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el fallo de esta licitación, el cual se declara la adjudicación del contrato de tipo licencia a Total Exploración y Producción México, S.A. de C.V. en consorcio con Exxon Exploración y Producción de México, S. de R.L. de C.V. La vigencia es por 35 años a partir de la fecha efectiva del contrato con posibles prórrogas por 10 años y una más por 5 años.

El 10 de marzo del 2017 la Comisión firmó en representación del Estado el Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos con el contratista ya citado. El área contractual se localiza – como comentábamos – en la provincia petrolera del Golfo de México, en Cinturón Plegado Perdido, frente al litoral del Estado de Tamaulipas aproximadamente a 170 km al este de la costa y en tirantes de agua entre 2,120 metros a 3,585 metros. El 6 de septiembre del 2017 el contratista presentó a consideración de la CNH el Plan de Exploración y, bueno, donde se describe las posibilidades de prospección de hidrocarburos, actividades de trabajo planteadas y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

algunas estimaciones de recursos prospectivos que serán presentadas en un momento.

El operador plantea en este plan algunos escenarios, dos escenarios también por la alta incertidumbre que existe en esta área. Es un área frontera. Es de las áreas en el Cinturón Plegado de Perdido digamos que se podrían considerar frontera porque está hacia el Este. Es la que tiene digamos de mayor extensión pero también la que tiene un poco menos de información en cuanto a información alrededor, tanto sísmica como de otro tipo de información, y tampoco tiene pozos. Entonces ellos están manejando en este plan dos posibles escenarios que los van a comentar en un momento.

Como la ocasión pasada presentada en los planes que ya se han manejado en estas áreas, la inversión que se podría considerar en esta fase de exploración, se podría considerar aproximadamente, con las unidades de trabajo que están presentando y con los dos escenarios, en un rango entre 161 millones de dólares a 221 millones de dólares. Más o menos se conserva el rango que se ha estado presentado en los dos o tres planes que ya se han presentado a nivel de los planes de Exploración en aguas profundas. Aquí el objetivo de este plan es ir a un play que todavía no ha sido probado, aunque ha habido un par de pozos que han tratado de ir a ese play pero todavía sin éxito, que es un play del Mioceno. Y hay otros plays que ya han sido probados con pozos muy cercanos, que es pues el play de Oligoceno, los plays de Wilcox, que hay han sido probados a nivel de otros pozos que están ahí que ahorita lo van a comentar. Pero en este caso piensan ir a un play preciso que no ha sido, que todavía se maneja como hipotético, ¿no? Entonces yo le pasaría la palabra al doctor Faustino, que es el jefe de Unidad del área de exploración, para que si nos hace el favor de presentar el Plan de Exploración de esta área.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Muy buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Empezamos precisamente con este plan que propone el operador Total y los fundamentos legales que siempre es bueno recordarlos. La Ley de Hidrocarburos el artículo 44 en su



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

fracción primera, sobre la observancia de las mejores prácticas para la evaluación del potencial de hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación. Y el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, donde se establecen las funciones de la CNH para vigilar los proyectos que aceleren el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero, la reposición de reservas de hidrocarburos a partir de los recursos prospectivos, la tecnología, la utilización de esta tecnología más adecuada para las actividades de exploración y extracción, así como promover el desarrollo de las actividades en beneficio del país. Los lineamientos en su artículo 7, 8, 15, 16, así como el anexo 1 de la Guía para los Planes de Exploración. Y por último el contrato en sus cláusulas 4.1 sobre el Plan de Exploración, 4.2 el periodo inicial de exploración, 14.1 de la aprobación de planes, el 19.3 sobre el contenido nacional y 19.5 de transferencia tecnológica. Adelante por favor.

Como bien lo resumió la doctora Alma América, los antecedentes en esta área principal es de exploración, pues ha habido adquisición sísmica tanto 3D como 2D en esta área de la provincia de Cinturón Plegado Perdido. Sí se puede considerar el área sobre todo oriental como un área frontera, donde los tirantes de agua andan de más de 3,500 metros. Es decir, estamos en el límite técnico en cuanto a perforación hasta hoy en día. Hay algunos estudios exploratorios que se han realizado, sobre todo estudios de plays y no se ha perforado ningún pozo dentro de esta área contractual – eso es importante decirlo –, sin embargo sí hay pozos cercanos. Si damos a la siguiente por favor.

En esto mostramos los pozos cercanos. Este es Basto-1, que es un pozo más o menos a 10 km del área contractual. Tenemos otro: el Doctus-1, el Exploratus-1 y por último el Maximino-1 como productores estos tres. Y Pep-1 que fue improductivo por invadido por agua salada. Entonces estos pozos en general han sido productores en un play que ya se probó, donde se ha tenido esta producción de aceite ligero, gas y condensado principalmente. Seguimos por favor, adelante.

En cuanto a los objetivos que plantea el operador en su Plan de Exploración es descubrir acumulaciones de aceite comercialmente viables mediante la evaluación del potencial petrolero, la evaluación obviamente de los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

recursos prospectivos, perdón, y la identificación de prospectos exploratorios en toda el área. Para ello propone reprocesamientos sísmicos. Son cuatro reprocesamientos sísmicos, el WAz RTM que ustedes están viendo y el Kirchhoff. El WAz Kirchhoff está relacionado al levantamiento de Centauro y el reprocesamiento NAz RTM y el NAz Kirchhoff está relacionado al levantamiento 3D Magno. Además, 11 estudios que ahorita los vamos a ver, vamos a desglosar estos estudios que están proponiendo para evaluar el potencial, y la perforación de prospectos exploratorios en dos escenarios como la Comisionada doctora Alma América mencionó antes. El escenario 1, donde tienen un prospecto ya visualizado, Etzil-1 que le llaman; y el escenario 1 contemplaría ir al Mioceno Medio. En caso de que tengan éxito, seguirse a objetivos más profundos hasta una profundidad aproximadamente de 7,000 metros. El escenario 2 contempla llevar nada más el pozo Etzil-1 al Mioceno Medio, es decir, a 4,900 metros. En caso de que no sea exitoso, perforar algún otro prospecto que se tenga en cartera en ese momento. Adelante.

Y En cuanto al reprocesamiento sísmico, en esta figura observamos que tenemos la parte del levantamiento de Centauro que cubre toda esta área y el levantamiento de Magno que cubre prácticamente toda esta. Es decir, el 80% aproximado de toda el área contractual está cubierta con sísmica 3D. Y bueno, la aplicación de flujos de trabajo utilizando estos algoritmos sísmicos, análisis detallado de todas las velocidades a través de tomografía de reflexión isotrópica transversal inclinada (el TTI), la inversión de la forma de onda completa y el picado de velocidades principalmente; para definir esto, para definir un modelo. Y el reprocesamiento sísmico de banda ancha para obtener una mejor resolución a los niveles que ellos están prospectando para una mejor sísmica vertical y lateral. Adelante por favor.

// Este es un resumen de los 11 estudios que están proponiendo, desde análisis regional y sub-regional, análisis de plays desde el punto de vista regional, esto para generar un modelo y ver el sistema petrolero, si realmente está trabajando en esas áreas, sobre todo roca generadora, el historial térmico de la cuenca, madurez y expulsión de los hidrocarburos. Un análisis bioestratigráfico para la correlación en la interpretación. La generación de modelos de velocidades para tener una referencia para poder diseñar los pozos a perforar. La generación de sismogramas sintéticos, correlación de pozo-sísmica. La interpretación sísmica para



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tener toda completa los horizontes interpretados y calibrados. Un análisis estratigráfico y sedimentológico donde proponen hacer modelos sedimentarios para ver la arquitectura de la distribución de la roca almacén a nivel del Mioceno. Análisis potencial de los recursos se refiere a evaluación de los recursos en esta área contractual para describir el potencial de toda el área. Y las últimas, los últimos estudios están relacionados a la perforación prácticamente del prospecto Etzil-1, es decir, historial de deformación de la estructura, es una estructura anticlinal, identificar la edad de depósito del yacimiento del sello. Un análisis AVO con la sísmica, generar un modelo petro-elástico para describir sobre todo la distribución de los niveles estratigráficos. La predicción de presión de poro, la predicción, esto les ayudará para predecir el diseño de la perforación del primer pozo. Y la selección de prospecto para perforación, es decir, tener una cartera ya rankeada de prospectos identificados en toda el área, ¿no? Seguimos por favor.

A continuación les voy a presentar una línea sísmica donde vemos el prospecto Etzil. Vemos una definición muy buena de la estructura. Esta es una estructura de aproximadamente 20 km por 480 y tantos km<sup>2</sup> en cuanto a ARES se refiere, ¿verdad? Y aquí están los dos escenarios que ya platicamos. Las metas volumétricas asociado nada más a este prospecto, que por cierto el operador dice que es el único prospecto ahorita visualizado. Sin embargo, van a hacer todos los estudios para ver si hay más prospectos. Los recursos prospectivos de P50 andan alrededor de los 1,694 millones de barriles de aceite sin riesgo, con una probabilidad de éxito de aproximadamente 34% y unas posibles reservas a incorporar de 916 millones de barriles de aceite.

A continuación se enlistan – adelante por favor – las actividades que hemos mencionado. Por un lado el reprocesamiento de la sísmica, la adquisición que hicieron al Centro de Información de la CNH, los estudios exploratorios. Y esto va de 2017, estos estudios, 2018 hasta 2019. A finales de 2019 estarían terminando prácticamente todos los estudios exploratorios para perforar el pozo Etzil-1 en el último tercio del año 2018. Este es el escenario número uno.

En el escenario número dos – adelante por favor – lo que tienen es prácticamente igual. Solamente difiere que se tienen los estudios



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

exploratorios dado que ya se perforó el pozo Etzil-1 en este escenario. Y ver la posibilidad de comenzar a finales de 2020, en el último semestre de 2020, el prospecto número dos o el pozo número dos que perforarían. Adelante por favor.

En cuanto al Programa Mínimo de Trabajo, contractualmente se debe de cubrir 4,986 unidades. Están comprometidas también como 124,000 unidades más. Es decir, hay un mínimo requerido para dar cumplimiento al contrato de 128,986 unidades de trabajo. Tomando en cuenta las actividades que se han enumerado, en caso de que el pozo en el primer escenario de la perforación del pozo Etzil-1, en caso de que sea no exitoso se estarían cubriendo 131,160 unidades de trabajo. En el caso de que sea exitoso, 138,656. La diferencia es básicamente en la toma de núcleos, sus análisis y muestras MDT, así como sus análisis también. Entonces, observando este primer escenario, en ambos casos cubriría el mínimo requerido para dar cumplimiento a este contrato. Cabe señalar aquí que la acreditación de estas unidades por parte de esta Comisión pues estará sujeta al cumplimiento total de las actividades factibles de acreditarlas y únicamente en los términos contractuales del anexo 5. Adelante por favor.

El escenario dos que propone el contratista – el operador, perdón – Total involucra la perforación de Etzil y el prospecto adicional. En este caso serían 148,291 unidades en caso de que no sea exitoso y 155,595 unidades, la cual también rebasaría las 128,986 unidades de trabajo requeridas como mínimo para el cumplimiento del contrato. Adelante por favor.

En cuanto a los programas asociados, hemos recibido la opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en Materia de Contenido Nacional para este plan por parte de la Secretaría de Economía, así como la opinión favorable también respecto al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología. Sin embargo, en el oficio de la Secretaría de Economía manifiesta que el contratista deberá informar las actividades que llevará a cabo para la implementación de este programa, dado de que están todavía Total en pláticas. Sabemos que tiene el Instituto Francés del Petróleo como una institución donde tiene convenio. Además están en pláticas con el Instituto Mexicano del Petróleo y con Pemex también y con algunas universidades.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En cuanto al Sistema de Administración, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (la ASEA) indicó que la empresa Total E&P México, S.A. de C.V. ingresó el 3 de noviembre del año pasado la solicitud de registro de conformación de su Sistema de Administración y de la clave única de registro del regulado CURR. Adelante por favor.

Como conclusión de este análisis técnico, podemos decir que las actividades permitirán acelerar el conocimiento geológico-petrolero en esta área de Cinturón Plegado Perdido, mejorando la calidad de la imagen sísmica a través de reproceso, así como la perforación de prospectos exploratorios, con lo que se dispondrá de mayores elementos técnicos que permitirán sustentar la evaluación del potencial y la posible incorporación de reservas. Igual, la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías que serán utilizadas pues resultan apropiadas para la etapa exploratoria ya que no hay ningún pozo dentro de esta área contractual. En términos de la estrategia exploratoria planteada y considerando los dos escenarios que el operador menciona en su plan, esto permitiría reducir obviamente la incertidumbre, acotar el riesgo geológico en todo lo que es el área contractual, con el fin de identificar el mejor escenario operativo a desarrollar. Adelante por favor.

En cuanto al Programa Mínimo de Trabajo, en cualquiera de los dos escenarios – ya sea exitoso o no sus pozos – cubriría las unidades mínimas contractuales requeridas de 128,986 unidades de trabajo. Una vez que el operador cuente con los elementos técnicos necesarios que permita definir el escenario operativo que va a ejecutar, es decir el escenario uno o el escenario dos al amparo de su plan en su caso aprobado por esta Comisión, pues particularmente los resultados derivados de este prospecto Etzil-1 pues deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador, es decir esta Comisión, a fin de dar a conocer qué escenario operativo va a desarrollar. También cabe agregar que en el caso de descubrimiento de un yacimiento, obviamente tendrá que plantearnos su Programa de Evaluación de ese yacimiento a esta Comisión para su aprobación.

Entonces, en base a lo expuesto el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas tanto en el escenario uno como en el escenario dos permitirían generar y acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo, en particular en esta área,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

permitiendo evaluar el potencial petrolero y maximizar el valor estratégico de la misma; en términos de lo establecido en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, cláusulas 4.1, 4.2 y el anexo 5 del contrato. Eso es todo. Comisionada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Comisionada ponente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, en realidad, bueno, es la propuesta que traemos también como ponencia al Órgano de Gobierno para su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas, ¿algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.20.002/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Total E&P México, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.

### **ACUERDO CNH.E.20.002/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por

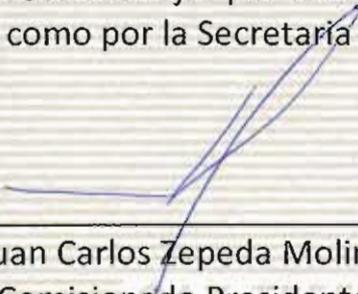


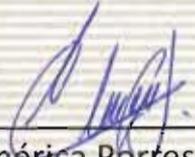
Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

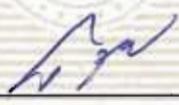
presentado por Total E&P México, S.A. de C.V., relacionado  
con el contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016.

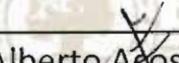
No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:05 horas del día 23 de marzo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

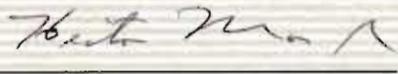
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaría Ejecutiva.

  
\_\_\_\_\_  
Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

  
\_\_\_\_\_  
Alma América Porres Luna  
Comisionada

  
\_\_\_\_\_  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva