



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:32 horas del día 29 de mayo 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, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Trigésima Segunda 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 220.0429/2018, de fecha 28 de mayo 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 2P y 3P 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 procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A22/2015.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 2P y 3P 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 ingeniero César Alejandro Mar Álvarez, Director General de Reservas y Recuperación Avanzada, de la Comisión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mar, adelante por favor.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- ¿Qué tal? Buenos días a todos Comisionada, Comisionados. Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Pues vamos a dar inicio a la presentación de lo que es las reservas 2P y 3P como parte del proceso anual 2018. Anteriormente ya se tuvo la presentación de las reservas 1P durante el mes de marzo.

Como parte del contenido de la agenda tenemos lo que es el proceso de reservas. Posteriormente tenemos las reservas de la segunda licitación Ronda 1, así como los descubrimientos que se dieron el año pasado, el análisis de la información, algunos indicadores de reservas y finalmente la solicitud al Órgano de Gobierno. La siguiente por favor.

Como parte del proceso tenemos que el proceso arranca básicamente con el aviso de cuantificación y certificación. Cabe mencionar, así como en el proceso de la 1P, que es la primera vez que tenemos la presentación de reservas por un operador diferente a Petróleos Mexicanos, que en este caso es Eni y Hokchi. Posterior a eso nos llegó la información de los operadores en cuanto a la estimación de sus reservas, así como los reportes de los certificadores y sus cartas de las mismas. Por ahí de la semana de mayo del 9 al 11 de mayo se tuvieron algunas reuniones de trabajo para revisar algunas diferencias de las estimaciones realizadas como parte de este proceso y finalmente pues se concluye con la consolidación de reservas en este caso, que serían 2P y 3P, para aprobación al Órgano de Gobierno.

Bueno, aquí tenemos las reservas asociadas a la segunda licitación de la Ronda 1. Como podrán observar, las reservas asociadas al área contractual 1 y 2 operadas por Eni y Hokchi respectivamente, teníamos que, previo a la licitación que se dio, las reservas eran mucho menores. Para este caso, una vez reevaluadas las cifras de reservas tenemos que en el caso de las reservas de aceite anteriormente se tenía una cifra de 167.8 ya sumada en conjunto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Usted tiene ahí algún apuntador que pudiera usar electrónico para...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí, es este. Tenemos que anteriormente las reservas eran de 167.8 millones de barriles de aceite y una vez reevaluadas ascendieron a 546.8, dando un incremento alrededor del 225.8%. A su vez, para el caso del gas, anteriormente las reservas 2P se tenía un valor de 97.9 y posteriormente con la evaluación se tiene un valor de 292 miles de millones de pies cúbicos en gas. Y para el caso de las reservas 2P en petróleo crudo equivalente teníamos una cifra de 186.6 y ascendieron a 599.7 millones de barriles de PCE. Asimismo, para el caso de las reservas 3P y en esta categoría, se tenía una cifra de 245 millones de barriles de aceite y ahora se cuenta con 804.3 millones de barriles de aceite. Para el caso del gas se contaba con 167 miles de millones de pies cúbicos y ahora suman alrededor de 491.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y ya finalmente tenemos que para las reservas del petróleo crudo equivalente anteriormente la cifra era de 277.3 y ahora tenemos un valor que asciende a 893.7.

Ahora, lo que podemos ver es que en la mayoría, tanto en las reservas 2P como 3P, los incrementos fueron prácticamente de tres veces más de lo que se tenía estimado. ¿Sí? Esto quiere decir que se adicionan volúmenes a las reservas de la Nación en todos sus productos – aceite, gas y PCE – tanto para las categorías 2P y 3P.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver ingeniero. Entonces estamos, nada más para subrayar lo que usted ha señalado, es estamos aquí presentando la cuantificación de reservas asociadas a los campos dentro de las áreas de trabajo de los contratos de la segunda licitación de la Ronda 1.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces aquí recordaremos que se trata en estos contratos el campo ya estaba descubierto, a diferencia de lo que vimos en la primera licitación de la Ronda 1 donde no estaba descubierto el campo y se descubre este campo con el pozo Zama. Ahí es un descubrimiento, no se tenía conocimiento de ese campo, se descubre ese, con el pozo Zama se hace un descubrimiento importante. En este otro caso los campos ya estaban descubiertos y los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contratistas llevan a cabo perforaciones. A ver si usted me puede dar el dato de cuántos pozos han perforado estas dos empresas Eni y Hokchi, lo que les ha permitido redimensionar lo que se tenía cuantificado de volumen en el subsuelo.

Entonces en estos casos los campos ya estaban descubiertos. Estas empresas realizan una serie de pozos delimitadores y con eso concluyen que el volumen en el subsuelo es mucho mayor y se traduce en un incremento en las reservas que, como usted apunta ingeniero Mar si me voy a la cifra global en petróleo crudo equivalente, más que se triplican las reservas asociadas a estos campos derivado del trabajo que han hecho estos dos contratistas. A ver si ahorita me dice cuántos pozos tuvieron ellos que perforar para poder tener esta cuantificación nueva de las reservas en estos dos campos. Pero lo que vemos aquí en pantalla es que más que se triplican las reservas 3P. Más que se triplican las reservas 3P en estos campos asociado a los contratos de la licitación 1.2. Un momento, antes del Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En lo que buscan del dato, solamente hacer el apunte de que hay una diferencia importante en estas dos áreas contractuales y es que el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hokchi ya fue aprobado por esta Comisión. El plan correspondiente a Eni está en etapa de evaluación. Eso es perfectamente válido en términos de nuestra normativa, solamente para apuntarlo, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Solo para tenerlo presente, sin duda. Hay que tener presente que el Plan de Desarrollo de Hokchi ya fue aprobado, el Plan de Desarrollo de Eni quedará el sustento correspondiente a la cuantificación de reservas, es todavía un proceso en curso sujeto a la aprobación de este Órgano de Gobierno. Bien, adelante ingeniero y en un momento vemos el número.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ya le damos los datos, pero sí, producto de estas perforaciones que anteriormente solamente se tenía un pozo en cada uno de los campos adjudicados. O sea, para el caso del área contractual que era el área 2 de Hokchi, se contaba únicamente con un pozo. Y también en el caso de lo que eran el área contractual 1 tenemos los que son los campos Amoca, Tecoailli y Miztón y todos contaban nada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

más con un pozo. Entonces producto de la perforación, pero no solo de la perforación porque se tuvieron inclusive en algunos casos se tuvo una nueva interpretación sísmica, se empezaron a rehacer los modelos, los modelos estáticos, y se están contrayendo la parte de los modelos dinámicos. Toda esta información adicional nos permitió llegar a esas estimaciones con las cifras.

Algo importante que cabe resaltar es que, sobre todo en alguna de las áreas contractuales, en estos yacimientos se impregnó mayor espesor. Eso también contribuyó mucho a que los volúmenes fueran mucho mayores a lo que anteriormente se tenía estimado. OK. Y a nivel de los pozos, tenemos que alrededor de cinco pozos adicionales en el caso de Eni y a su vez también para el caso de Hokchi otros cinco.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, se perforaron cinco pozos por parte, ya se perforaron cinco pozos por parte de la empresa Eni y cinco más por Hokchi. O sea, esta revaloración, identificación de mayor volumen, resulta de un trabajo no menor de 10 pozos delimitadores por parte de estas empresas.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ambas áreas contractuales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De ambas áreas contractuales, muchas gracias. Sí.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y también hay que recordar que hubo una aportación a las reservas 1P también por parte de estos contratistas en el mes de marzo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que ya lo vimos en la 1P, también un incremento en las reservas 1P derivado de eso. Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- La siguiente por favor. Para el caso de los descubrimientos, en este caso únicamente se encontraron incorporaciones asociadas a las actividades exploratorias de Pemex. Estas incorporaciones que vamos a ver son prácticamente las realizadas durante



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el 2017 que pudieron bajo sus estimaciones lograr reportarse a lo que son las reservas 2018. Los descubrimientos prácticamente se tienen en las Cuencas del Sureste, la Cuenca de Veracruz y alguna en el Golfo de México Profundo.

Estas asociadas, en el caso del Golfo de México Profundo, al campo Nobilis en donde se perforó un pozo adicional, que este descubrió dos yacimientos nuevos. Ya se contaba anteriormente con un descubrimiento en las arenas de Wilcox y este pozo permitió también reevaluar el área y crecerla. Sin embargo, lo único que se pone como incorporación tal cual como un descubrimiento son estos dos nuevos yacimientos.

A su vez pues por parte de las Cuencas del Sureste tenemos el descubrimiento del campo Hok, Octli, el campo Suuk y Teekit Profundo. Todos estos descubrimientos son de clasificación de aceite y andan alrededor desde rangos de 23 grados API hasta 31. Y tenemos un descubrimiento que es el caso de Valeriana. Valeriana es un descubrimiento de gas y condensado, el cual también logró incorporar reservas adicionales para compensar un poco la reducción de las reservas de gas que se ha venido teniendo año con año. Y otro descubrimiento que se tuvo es el campo Ixachi. Este campo también es de gas y condensado y realmente aportó volúmenes considerables – ¿no? – a nivel sobre todo de gas para las reservas 2P y 3P. Estos en su totalidad más o menos ascienden en el caso de las reservas 2P en el caso del aceite tenemos que se adicionaron 193.7 millones de barriles de aceite. Para el caso del gas natural tenemos alrededor de 994.4 miles de millones de pies cúbicos de gas y a su vez en el caso del petróleo crudo equivalente tenemos 381.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Y para el caso de las reservas 3P tenemos que se adicionaron 475.1 millones de barriles. Para el caso del gas tenemos una incorporación que es alrededor de 2,271.3 miles de millones de pies cúbicos del gas, que prácticamente más de la mitad de esta incorporación proviene del campo Ixachi como tal. Y pues algo importante que cabe resaltar es que es un yacimiento de gas y condensado, es decir que también es rico en líquidos. Y finalmente tenemos que la incorporación por parte de las reservas 3P fue de 914.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La siguiente por favor. Ah, perdón.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Solo para poner en contexto, yo quisiera... Se está haciendo una explicación muy pormenorizada de la segunda licitación y bueno, vemos las cifras que son muy importante. Pero nada más para poner en contexto. De estas, las reservas de esta segunda licitación de la Ronda 1, ¿qué porcentaje representan del total de las reservas de la Nación?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Actualmente reevaluadas es alrededor de más o menos un 5% en petróleo crudo equivalente. La que incremente mucho más a nivel más o menos 3P es prácticamente el área 1 que tiene Hokchi. Esa más o menos completa tiene alrededor del 3%.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Entonces podríamos decir pues que esta licitación está generando ya el 5% del total de las reservas de la Nación en dos, bueno, en petróleo crudo equivalente.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Es como la contribución hacia las reservas de la Nación al haber reevaluado estas áreas aproximadamente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- OK, la siguiente por favor. Y bueno, producto del proceso de revisión de reservas, al día de hoy convivimos con dos regulaciones. Petróleos Mexicanos como tal está terminando su ciclo de certificación con la regulación anterior. Y para el caso de las áreas contractuales 1 y 2 operadas por Eni y Hokchi respectivamente, ya le aplicamos la nueva regulación de reservas. Esto le hago mención porque producto de las revisiones que hacemos aplicamos ciertos criterios de referencia comparando las cifras del certificador contra las del operador. En el caso de las áreas contractuales 1 y 2 observamos que los valores respecto a las cifras certificadas por los terceros



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

independientes fueron mucho menores al 20% en diferencias. ¿Sí? Esto prácticamente fue a nivel de petróleo crudo equivalente.

Y para el caso de los campos asociados a las estimaciones de Petróleos Mexicanos, todavía tenemos el primero y segundo criterios. Existen algunos campos que en sus estimaciones en diferencias fueron mucho mayores al 20%, pero aun así esta diferencia no representa más allá del 0.05% de las reservas certificadas por parte del operador petrolero. Le das a la siguiente por favor.

Entonces nos vamos a concentrar prácticamente en las diferencias de los campos presentados por Petróleos Mexicanos. Del lado derecho podemos observar que existen algunos campos en donde el certificador ve mayor beneficio o mucho mayor estimación en reservas como es el caso del campo Terra y el caso Ébano Chapacao. Del lado izquierdo tenemos que el operador ve mayores estimaciones y estas pues van variando en porcentaje, pero la más considerable sigue siendo las reservas del campo Akal que tiene una variación prácticamente o una diferencia de 32% y traducido a barriles de petróleo crudo equivalente es alrededor de 608. Esta diferencia se da debido a que el certificador le reclasifica parte de sus reservas asociadas al proceso de doble desplazamiento a nivel de probada y posible y Petróleos Mexicanos le asocia toda esa reserva prácticamente al área probada, es decir, que están dentro de las 2P. Le damos a la siguiente por favor.

Pues ya a nivel 3P se sigue manteniendo también esta diferencia, la sigue acumulando desde la reserva 1P, 2P. Entonces por eso vemos que Akal sigue siendo uno de los campos que sigue presentando estas mayores diferencias, que su diferencia a nivel de porcentaje es mucho menor que la 2P, pero hablamos ya de mucho volumen de diferencias, que son alrededor de 827 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Algo que podemos aquí también analizar es que pues como Pemex está terminando prácticamente su ciclo de certificación bajo la regulación anterior, la nueva es un poco más estricta en cuanto a los criterios de revisión y ya no permite volúmenes tan grandes. Entonces Pemex, de hecho en las reuniones que tuvimos en las comparecencias con ellos, ya se le advirtió que tiene que ir trabajando en ir solventando estas diferencias para que en el 2019 puedan ser solventadas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y, bueno, aplicando los criterios como tal pues comentábamos que a pesar de que existen estas diferencias, todos los campos se encuentran dentro de lo que marcan los criterios, que es el segundo criterio y que estas diferencias representan, bueno, más bien son menores al 5% en todos los productos de lo que les presentamos. Por lo que pues no están incumpliendo – ¿no? – con la regulación que tienen ellos, con la cual están terminando. Algo adicional también es queremos comentar – la anterior por favor – es que Pemex con esto concluye prácticamente su ciclo de certificación de tres años, en el cual él certificó el 100% de todas las reservas asociadas a lo que tiene otorgado. Él ahora por lineamientos va a tener que aplicar la nueva regulación y se le va a establecer una rotación nuevamente de certificadores, el cual tendrán un periodo otra vez de tres años para ir trabajando sobre los campos que Pemex les vaya distribuyendo para la certificación de reservas como tal. La siguiente por favor.

Bueno, aquí presentamos lo que es la evolución de las reservas a nivel 3P. Podemos observar aquí que en el caso de la evolución de las reservas de aceite prácticamente estas se mantuvieron. Es decir que en los últimos tres años las reservas para este primero de enero de 2018 son alrededor de 19.4 miles de millones de barriles de aceite. Es decir que se ve que esta tendencia en los últimos años pues se ha mantenido. ¿Sí? A nivel de 3P. Veíamos lo contrario a nivel de 1P en donde sí hay cierto decremento, pero pues ya sumándole lo que son las reservas probables y posibles para llegar a las reservas 3P observamos que se mantiene un poco esta tendencia de tener, pues de ir manteniendo más que nada las reservas que se tenían en años anteriores.

A su vez en el caso del gas observamos que venían en un decremento y en este año volvieron a incrementar alrededor de un TCF. ¿Sí? esto a nivel nacional para los volúmenes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón, eso lo podría explicar.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ah, perdón. Esto más bien es la nomenclatura de cómo se expresan las reservas y no es otra cosa que pues aquí a nivel e digamos que de unidades son...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Creo son, español, 1,000 millones yo creo, ¿no? 1,000 billones.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí. Más bien es que la traducción del billón no es lo mismo para nosotros que en la parte internacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El billón es 1,000 millones. El trillón ha de ser millones de millones, ¿verdad?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, ahorita si alguien me lo googlea por ahí, perdón la expresión. Para que me lo confirmen, porque estamos acostumbrados luego a utilizar esa nomenclatura que se utiliza en Norte América, pero nada más para tener preciso cuánto es en ingles el trillón de pies cúbicos.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- OK. Si, de todos modos aquí se ponen las cifras en la nomenclatura que usamos y son millones de millones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Millones de millones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Millones de millones? OK. Ah, perfecto, millones de millones.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Y eso ya equivalente a las otras cifras son tcf. ¿OK?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, billones en español.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Es por diez a la doce.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Es por diez a la doce, en la
parte internacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Bueno, y para el caso de las
reservas de petróleo crudo equivalente observamos que existe una ligera
baja, pero prácticamente se mantuvo a nivel 3P. No se ve que se tenga una
reducción a nivel de 3P en este año y prácticamente se han intentado
mantener estas cifras producto de toda la actividad, los nuevos planes, los
mismos campos que están operando, las incorporaciones que se han dado.
Esto lo que puede ocurrir en años futuros es que a medida que los
operadores vayan descubriendo áreas nueva, las vayan madurando, vayan
presentando Planes de Desarrollo, se den algunas licitaciones, migraciones,
en algún momento contribuirá a que se puedan incrementar las reservas
en todas sus categorías.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.
Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una pregunta. ¿Esa es la
razón por la cual no están incluyendo las reevaluaciones?

Es por diez a la doce.- No, aquí las reevaluaciones en realidad ya están
incluidas doctor porque estas cifras son nacionales. Únicamente cuando se
tienen algunos decrementos – eso lo vamos a ver más adelante – se da en
las variaciones y se ve reflejado en la tasa de restitución. Pero como es un
balance, hay ocasiones en donde en algunos campos estas cifras pueden
decrecer, pero en otros aumentan. Entonces se van compensando a nivel
nacional.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A ver, déjeme entonces.
Si nosotros tomamos el dato del 2017 de estimaciones 3P de crudo que son
20,000. Del lado izquierdo arriba superior, ahí estoy, 20,000. OK. Le
tenemos que quitar la producción petrolera que son como 700 millones.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Más o menos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y luego le tenemos que sumar los descubrimientos de Pemex que son 475 más las reevaluaciones de los contratistas que son 559. Entonces eso te va a llevar a 20,400. O sea, hace un incremento en las reservas, no una disminución.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- No, lo que pasa es que a nivel nacional nada más ahorita comentamos lo que ocurrió en estas áreas. Pero como se hace la contabilidad de todos los yacimientos del país y los campos, en algunos casos decrecen y en otros campos se incrementa. Entonces a nivel nacional se va balanceando. Esta cifra refleja pues prácticamente todo, ¿no? No nada más esas áreas o las incorporaciones en particular. ¿Sí? Y ya tiene el efecto de la producción que comenta, aquí ya no se incluye esa producción como tal. Ya fue restada, ¿no? Para tener el balance nacional y llegar a las cifras 3P.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con todo respeto, pero no entendí. Le tengo que quitar 700 de la producción. Le tuve que agregar los descubrimientos de Pemex, son 475 y le tuve que agregar las reevaluaciones.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, pero recordemos que cuando se analiza ya posteriormente ya el elemento del balance hay más cosas. O sea, se evalúa lo que es los descubrimientos o la incorporación como tal. En el caso de que haya habido delimitaciones que subieran las reservas o las bajaran, también se contabilizan. Tenemos el efecto de lo que es el desarrollo de las mismas reservas que puede provocar que sean reclasificadas, aja. Pueden ser reclasificadas y en su caso pueden incrementar o también subir. Y tenemos otro elemento - perdón, bajar - que son las revisiones. Entonces en las revisiones también se dan algunos casos en donde ciertas reservas de algunos campos pudieran bajar o al revés. Como por ejemplo en el caso del campo Ayatsil desde el año pasado y este se ha tenido un incremento también que le aporta, ¿no? Le aporta volúmenes adicionales. Hay otros casos ya muy particulares así en general tanto en áreas terrestres como marinos en donde se han hecho revisiones y las reservas han sido para estos campos han tenido un efecto de un decremento como tal, ¿no? Pero todo eso se va balanceando a nivel



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nacional. Entonces al hacer las sumas y restas nacionales llegamos a estas cifras más o menos. ¿OK?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Abogado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Digamos en esta misma línea de lo que comenta o cuestiona el doctor Moreira, a mí me llamó la atención la tasa de restitución integral, bueno, supongo que iremos más adelante, ¿no? En aceite 3P el año pasado fue de 165.4 y este año es de 22.7. O sea ahí hay una disminución sustancial que creo en buena medida obedece a esta misma lógica de que este año hayamos bajado respecto del año anterior, no obstante los datos positivos que ustedes aquí nos presentan y que ya el doctor Moreira apuntaba. ¿Tenemos identificada la razón de esta disminución en la tasa de restitución integral tan importante? Porque aquí sí se ve muy importante una caída que aquí quizá no es tal, pero en efecto si uno se queda con los datos que ustedes nos apuntan pareciera no cuadrar la cifra. En la tasa de restitución me parece que sí es muy claro, ¿no? Hay una disminución ahí importantísima. Quizá cuando llegemos ahí.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Ahí podemos retomar el tema para aclarar un poco más. De hecho en la siguiente lámina por favor podemos hablar de estos indicadores como tal. ¿Sí? Entonces pues tenemos que aquí a nivel de restitución sí efectivamente para el caso de las reservas 2P todavía en el caso del aceite pues no se ha logrado restituir el 100%. Ha venido este indicador en varios años hacia atrás pues a la baja. No se ha logrado realmente restituir como tal el 100%, que es lo que se buscaría. Sin embargo en el tema de gas se ve este efecto en donde bueno, prácticamente se llega a más del 100%, se alcanza el 100% de restitución de 2P.

Esto en el tema del gas sí está bien identificado debido a lo que comentábamos que tuvieron unos descubrimientos que adicionaron bastantes miles de millones de pies cúbicos de gas, aja, sobre todo lo que comentabas ya el caso de Valeriana e Ixachi. Y a su vez la reevaluación de las áreas contractuales 1 y 2 aportaron y adicionaron para que este indicador como tal se viera mayor al 100%, ¿no? O en otras palabras buscar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

al 100%. Pero a nivel ya de petróleo crudo equivalente, que lo que se busca ya es sumar los líquidos, observamos que aun así sigue siendo un indicador bajo. ¿Sí? Tenemos 39.4.

Entonces como comentábamos. Pareciera que a pesar de que las reservas se mantienen – ¿sí? – y en algunos casos esos efectos del decremento e incremento, dependiendo del producto que se analice, va subiendo y bajando. Y un reflejo nacional es la tasa de restitución. ¿Qué es la tasa de restitución? En otras palabras es de lo que se produce en un periodo – ¿sí? Haciendo referencia a la producción del año pasado – cuántos barriles o millones de pies cúbicos de gas logrados restituir. Eso conforme a las actividades presentadas durante todo un año, ¿no? Y lo que les comentaba, estas revisiones particulares en donde hay ocasiones en donde algunos campos inclusive son reclasificados a recursos contingentes, todo ese efecto se ve en la tasa de restitución. Pero también cuando...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Integral.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, integral. También cuando se adicionan este efecto también se ve en las tasas de restitución. Es decir que al final hacemos un balance nacional de muchos campos, ¿no? Hablamos de alrededor de, ¿qué será? Son como 400. No, no, como campos son... Si, que le contribuyen más, más, más como unos 700 nacional. Pero hay campos que tienen mayor volumen que aportan y una variación en sus reservas es más significativa o sensible a estos indicadores. Tenemos algunos casos en donde existen campos que como las reservas la contribución nacional que tienen son pequeñas, realmente no van a tener un efecto en las tasas de restitución e inclusive ni siquiera en lo que son los valores nacionales como tal. Aja. Entonces estos efectos realmente los vemos en los campos más grandes. ¿Sí? Bueno.

Y otro indicador como tal está la tasa de restitución por descubrimientos. Esta sí es únicamente evaluada hacia lo que se va adicionando e incorporando año con año. ¿Sí? Entonces también observamos que en el caso del aceite pues todavía se tienen algunos indicadores moderados, o sea que es 28%. Para el caso del gas, a pesar de que se tuvieron estas incorporaciones del año pasado, llegó a 53.4% y en el caso del petróleo crudo equivalente de 38.1%. ¿Sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y también tenemos un indicador adicional que va reflejando también parte de la actividad que se va haciendo de manera anual, que es la relación reserva-producción. En la relación reserva-producción hablamos de que para el caso del aceite tenemos 17.3 años. Para el caso del gas tenemos 10.4 y en el caso de las 2P 16.1. Quería, bueno, retomar si le queda un poco claro o todavía tiene las inquietudes, ¿no? OK, le damos a la siguiente por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes perdón, el Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo quisiera que pudieran la lámina donde dice evolución de las reservas 3P de la pregunta del doctor Moreira. Realmente ahí aunque es 3P porque estamos viendo estos números, pero aquí también está la evolución de las reservas 1P, de las 2P y la 3P. Entonces podemos observar que de 2017 a 2018 hubo una disminución en reservas 1P. El balance fue diferente por ejemplo a 2P. O sea, no se aplica para todas exactamente en el mismo formato porque las 1P son las que tienen un 90% de probabilidad de existencia, la 2P de 50% de probabilidad y las 3P de 10%. Entonces eso es lo que hace las diferencias entre estos números. Mientras que aquí se ve que no hay restitución, estoy hablando para aceite porque tiene aquí la gráfica para aceite, para gas y para el total. Lo que se observa es que no se restituye 1P, pero aquí en aceite se restituye tanto la 2P como la 3P, pero no así en gas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 2P. A ver, doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, lo único es que la 1P efectivamente es la primera banda, pero la 2P es la suma.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.-La suma de las dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La suma de las dos, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, claro, 6.5 y el 5.8.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Se divide en probada y probable y posible, como lo marca ahí la nomenclatura abajito.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, pero bueno. El asunto es que si esto es la suma, la suma 19.4 es la 3P, que es la suma de 1P más 2P más 3P. La 2P es esto más esto. Pero como lo desglosaron vamos a decir, entonces se puede observar que no hubo cambios vamos a decir para las sumas que corresponden al 2P y 3P. Pero sí hubo un cambio para el aceite, estamos viendo aceite para la 1P. Lo mismo aquí tenemos para gas y este es el total, ¿no? De la suma del aceite y del gas. Entonces sí se observa que para la 3P hay una disminución. Pero si vemos por ejemplo el componente 2P – porque son componentes realmente, no son reservas 2P, son componentes – entonces aquí se ve que este componente se incrementó. ¿Y por qué? Por la cuestión del gas que nos dijo Alejandro Mar hace rato, porque en el gas sí se incrementó.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Continuamos a la tasa. Pues tenemos aquí ya la tasa de restitución ya a nivel 3P. ¿Sí? Entonces para el caso de las 3P observamos que el indicador para el caso del aceite es de 22.7% y en el caso del gas es superior al 100%. Aquí sí se ve más ese efecto atribuible a las incorporaciones, sobre todo al gas o del campo Ixachi y también le contribuyó Valeriana, así como la reevaluación de las áreas contractuales 1 y 2. Y a nivel de 3P tenemos que ya como líquidos sería el porcentaje de 60.9%.

Para el caso de los descubrimientos 3P, que normalmente es a donde más se refiere la restitución por descubrimientos, observamos que en el caso del aceite se logró restituir 66.8%. Para el caso del gas fue de 122% y en el caso del petróleo crudo equivalente 91.3%. O sea que para el caso del gas pues aparentemente tenemos pues buenos números porque se logró el objetivo de restituir el 100% de las reservas de gas, sobre todo a nivel 3P respecto al año anterior tomando en consideración la producción que tuvimos en el 2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y ahí, o sea, esto mejora por buenas razones y por malas razones, ¿no?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Siempre que vemos estos porcentajes pues mejora por los desarrollos de los nuevos campos, pero también como la producción ha venido a la baja es más fácil restituir la producción, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es. Y de hecho a nivel nacional, perdón, el análisis captura tanto los decrementos e incrementos de cada campo pero se hace a nivel de yacimiento. O sea, el análisis es tan detallado que se va haciendo de yacimiento por yacimiento en todas sus categorías. Llega a ocurrir que a veces, producto del mismo proceso de certificación de reservas, hay áreas que en realidad no pierden sus volúmenes, se reclasifican a reservas que pueden ir a categorías de mayor incertidumbre o al revés, que las pasan producto de la actividad que pueden pasar de una categoría de mayor incertidumbre a una mucho mejor y en el mejor de los casos convertirse en reservas probadas. ¿OK?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Todavía quiero mi duda más clara. Si nosotros tomamos el número que tienes ahí 66.8%, eso es realmente 475 entre 711. O sea, descubrimientos entre producción, lo cual me da esa número. Está perfecto. Pero si me voy al lado izquierdo, la tasa de restitución es 22.7%. 22.7 por 711 te da 160 millones de barriles. Entonces de los 711 solamente pudimos restituir 160, por lo tanto disminuyó 550 nuestras reservas. Pero si vemos ahora sí los componentes de dónde sale ya el número total que tú muy bien lo mencionaste son lo que teníamos más 475 más 559 menos todas las otras reclasificaciones y reconsideraciones. Pero ese es un número enorme, son casi 900 millones de barriles. Entonces, o sea, no sé si me explique. Esa es la pregunta. O sea, ¿qué nos está pasando si – otra vez – la reclasificaciones nos están quitando el 5% de todas las reservas del país? OK.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora, nosotros en el caso nada más de Eni eso realmente nos incrementó 5% más. O sea, ¿qué hubiera pasado si no hubiera habido estos descubrimientos? Hubiéramos caído 10% de todas nuestras reservas. O sea, hubiéramos perdido 1,600 millones de barriles. Entonces yo creo que sí valdría la pena ver en dónde están estas reclasificaciones, sobre todo las reclasificaciones grandes negativas, como para que se puedan haber perdido 900 millones de barriles. Esa era mi pregunta realmente.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Como parte del análisis y el informe que le presentamos, ahí viene todo el detalle. Eso se ve prácticamente cuando se desagrega el balance de reservas, que hablábamos de estos elementos que parte de las reservas del año anterior con las nuevas. Y esas desagregadas toma en consideración lo que son los descubrimientos, lo que es la parte de delimitaciones, lo que es la parte de desarrollo, las revisiones y también se descuenta la producción como tal.

Para llegar a esas cifras, mire, le comento por decir. Las reservas a nivel de petróleo crudo equivalente se tenía que el año anterior era de 25,858.1. Este fue el valor anterior y el actual prácticamente quedó de 25,466.8. Nosotros para ver cuál fue esa diferencia, que puede ser un decremento o un incremento, pues tenemos estos elementos. Entonces por decir en el caso de los descubrimientos tenemos que por parte de la variación de reservas se adicionaron 914.7 en el caso de petróleo equivalente de nivel 3P. Luego en delimitaciones se tuvo un decremento de -209. Posteriormente para el desarrollo se tuvo un incremento que fue la verdad muy pequeño de 57.3. Se revisaron algunos campos así en el balance nacional y esto nos llevó a -152.4. Y la producción fue alrededor convertida a petróleo crudo equivalente de -9,001.9. Entonces al hacer la suma de todos estos elementos (aritmética) llegamos a este valor que son los 25,466.8. Estos sirven como insumos para poder calcular la restitución. Por eso le comentaba que la restitución tiene todos estos efectos de los campos en donde baja, sube o se van incrementando. Pero hablando ya en términos generales pues lo que podemos concluir es que estas tasas de restitución, sí, lo que se busca es que por ejemplo en el caso del aceite pudiéramos tener ese efecto que se vio este año en el gas: tener el 100% de la restitución en algún momento. ¿OK?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director, muchas gracias, está claro. Me queda claro los cálculos que se hacen para determinar la tasa de restitución integral, en donde lo que tenemos es estamos comparando qué tanto de lo que produjo pude compensar con nuevos descubrimientos o con reclasificaciones sean positivas o negativas. Entonces regresando al punto del doctor Moreira, cuando nosotros vemos la integral que incorpora no solo los descubrimientos sino reclasificaciones, vemos que el efecto de reclasificación por efectos económicos, técnicos, tiene un efecto en este caso negativo cuando comparamos de descubrimiento a la integral. Porque el descubrimiento nos da tasas de restitución en esta de categoría 3P de 91.3% de petróleo crudo equivalente y cuando me muevo a la integral, en donde no solo está el descubrimiento sino están posibles reclasificaciones positivas y negativas, pues baja a 60.9%. Entonces el efecto más allá de los descubrimientos, es decir las reclasificaciones, tiene un efecto negativo.

A reserva de poder ver esto con más detalle, identifica usted – si pudiera aquí usted con su equipo – en qué campos se da principalmente esta reclasificación negativa para que podamos un poquito tratar de acercarnos a lo que está buscando el Comisionado Moreira. En dónde estamos teniendo estas reclasificaciones negativas que puede ser por cuestiones económicas, por cuestiones de que la mayor información permitió redimensionar el yacimiento en un sentido negativo, ¿no? Si, antes el Comisionado abogado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Quizá para ayudarles, déjenme leerles dos líneas del documento de análisis y a lo mejor ya ustedes nos podrían ayudar a la profundización. Dice, “para el caso de las reservas 3P las disminuciones por revisiones se dieron principalmente por la desincorporación del campo Trión, así como por los casos antes mencionados de los campos Ayatsil, Tekel, Utsil íride, Cunduacán y Oxiacaque”. Entiendo que esa es la razón que preguntaba el doctor Moreira, que reviso yo, y quizá nos pudieran puntualizar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, podría repetirlo usted Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Dice, “Para el caso de las reservas 3P las disminuciones por revisiones se dieron principalmente por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la desincorporación del campo Trión, así como por los casos antes mencionados de los campos Ayatsil, Tekel, Utsil íride, Cunduacán y Oxiacaque. Y dice “antes mencionados” porque eso también pegó en la 2P, yo me estoy concentrando en la 3P. Quizá ahí pudiéramos entrarle.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Creo que los primeros tres se me son muy familiares. El caso de Trión fue este descubrimiento de Pemex en aguas ultra profundas. ¿Ahí qué estamos teniendo? Una reclasificación a la baja.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí. Este caso muy particular se reclasificó a recurso contingente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, en Trión ya no tenemos reservas.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- No, en este ejercicio de reservas como tal, no. Sin embargo no quiere decir que esos volúmenes no existan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo importante es hacer la aclaración que hace aquí el Director General. A ver, no es que físicamente desaparezca el hidrocarburo, simplemente hay que recordar que las reservas – que Lacio y yo entendemos muy bien – es un concepto económico.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces es la cantidad de hidrocarburo que se pueda extraer de manera comercial. O sea, que tiene viabilidad económica. Entonces si por cuestiones de costos, por cuestiones de precios, pierde esa viabilidad económica, se reclasifica a contingente. No significa que el hidrocarburo haya desaparecido, el hidrocarburo está ahí y eventualmente regresará a reservas. Pero bueno, temporalmente, presumiblemente en esta evaluación Trión dejó de ser reserva. Es decir, de tener una viabilidad económica. Está en una condición de contingente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, de momento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Eso no significa que no tenga viabilidad en el futuro, pero de momento los certificadores y la propia empresa productiva del Estado así lo están clasificando. ¿Es correcto lo que estoy diciendo?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, pues de hecho nos llegó inclusive un aviso en donde se iba a continuar con la maduración del área como tal. Al adquirirla bajo este ya farm out se va a reevaluar toda el área.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK, de acuerdo. Es Pemex con BHP.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Es Pemex con BHP.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Iba a decir lo mismo que el Comisionado Franco, pero yo siempre he insistido que se tiene que cumplir las etapas de exploración para poder llevar a cabo una posible certificación de reservas o inclusive un área ver si es comercial o no viendo la parte económica. Precisamente lo que vimos en las dos áreas de los operadores es de que se llevó a fin la etapa de evaluación. Es decir...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se refiere a usted doctora a los pozos que vimos de Eni y Hokchi.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es decir, exactamente. Es decir, teniendo un pozo exploratorio que es el descubrimiento, se lleva a la siguiente etapa que es la delimitación del yacimiento y ahí es cuando se sabe de qué tamaño es el yacimiento, se observa el tamaño, se hacen las pruebas de producción, etc., y con eso se puede manejar la comercialidad o no de este yacimiento. Y bueno, en este caso afortunadamente fue a la alza digamos de lo que habían calculado inicialmente con un solo pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El caso de Trión es algo similar. O sea, el caso de Trión se tiene un pozo descubridor y en ese caso no me acuerdo si hay uno o dos pozos que son delimitadores. Pero el área es muy compleja, la inversión es muy alta. Entonces lo que al final de cuentas en este consorcio que se hizo de Trión lo que hacen es pensar que es mejor delimitar mejor el yacimiento, evaluarlo mejor y por lo tanto esas reservas que se tenían principalmente evaluadas las bajan a recurso contingente porque va a haber mayor tiempo para su evaluación. Entonces no lo van a poner para desarrollo de manera inmediata. Entonces lo ponen en recurso contingente el volumen que habían considerado y lo que van a hacer es poner algunos pozos como evaluación, o sea como delimitación de la misma área, para regresarlos posiblemente para tener una evaluación completa del yacimiento y posiblemente esperemos que el siguiente año lo traigan a incorporar otra vez.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver. Entonces lo que usted apunta doctora está muy claro, es Trión está en una etapa más temprana de lo que tenemos a Eni y Hokchi. Eni y Hokchi, ya lo mencionaba el Comisionado abogado Pimentel. Eni y Hokchi ya están en la fase uno Hokchi ya se le aprobó Plan de Desarrollo, Eni está en proceso el Plan de Desarrollo de ser evaluado por este Órgano de Gobierno. Entonces ya están en la etapa donde ya terminaron la evaluación, ya declararon la viabilidad económica y ya están con los planes de producción en la mesa.

En el caso de Trión el consorcio BHP-Pemex está todavía en la etapa de evaluación. Y ahorita el consorcio como presentan las reservas y así también avaladas por el certificador, lo presentan en estado contingente. ¿Estoy bien? ¿Es correcto Director General? Y cuando terminen su etapa de evaluación presumiblemente, bueno, pues traerán al certificador y a este Órgano de Gobierno la reevaluación de reservas y cuando tengan el Plan de Desarrollo. Entonces obedece esta reclasificación de Trión a que el consorcio está evaluando todavía el tamaño del yacimiento y en ese sentido están clasificándolo como contingente. Entonces bueno, esa es parte de la respuesta al doctor Moreira. Y luego mencionó usted Comisionado abogado Pimentel Ayatsil Tekel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Íride, Cunduacán y Oxiacaque.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que son los yacimientos de crudo extra pesado. Comisionado Franco.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, un poquito el tema de Trión. El año pasado el Comisionado Pimentel creo que fue ponente de las reservas 2P y 3P. Y se habló del tema de Trión donde Pemex y el certificador, antes de que llegara su socio, decían que eran reservas y hasta se les estaba poniendo reservas por recuperación secundaria por agua. Y aquí nos manifestamos algunos de que eso no era reservas. ¿No? Que sí somos consolidadores y validamos la información de los terceros y de los operadores, pero de las reservas que técnicamente nosotros junto con los técnicos, economistas, abogados, tenemos que asegurarnos que sí sean reservas. Y aunque venga un certificador a decirnos "estas son reservas" y venga el operador "estas son reservas", debemos yo creo de alguna manera tener alguna atribución para decir cuando no lo son, pero del tema legal. O sea, sí la tenemos técnica como lo hicimos el año pasado, pero legalmente los lineamientos no nos permitieron eliminar esa reserva.

Si bien el volumen está ahí, cuando ya se tuvo el socio que es el operador y de acuerdo a los lineamientos de reservas viene el operador a presentar las reservas, ellos prudentemente dijeron necesito hacer más análisis, respetar todo el proceso exploratorio y entonces sí ya presenta las reservas. Hemos escuchado ejemplos de compañías que descubren y que te dicen que hasta tres o cinco años te traen las reservas.

Y En este caso tenemos varios descubrimientos. A mí me estresa cuando veo estos descubrimientos que ya se diga que son reservas. Estamos generando una expectativa que luego no es y hoy ya nos encontramos, este es un vivo ejemplo de que el año pasado dijimos por nuestro procedimiento, porque el operador y su certificador dijo que había reservas en Trión, pero que técnicamente y económicamente no lo son. Y ahorita ya viene a decirnos, "bueno, pues son recursos contingentes". Sí está el volumen, hay que estudiar más, nos vamos a llevar 1-2 años para que después digamos sí son reservas. Ojalá y sean muchas más que las que se habían estimado, pero yo creo que debemos ver un tema en nuestros lineamientos que sí nos permita decir cuando consideramos que técnicamente no es reservas a pesar de que un tercero y el operador vengan y nos lo digan. Porque ahorita ya este es el vivo ejemplo Trión de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que lo que nos dijo nuestro Comisionado abogado y en buena lid le digo mi ingeniero petrolero, nos señaló que no eran reservas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces a ver, ahorita voy con el Director General. Entonces lo que estamos viendo es que el consorcio BHP-Pemex están clasificando como contingente estos volúmenes que el año pasado estaba como reservas, lo cual significa – insistimos – el hidrocarburo ahí sigue. Es simplemente lo que ellos están reconociendo en esta etapa es estoy evaluando el yacimiento y posteriormente presentaran y harán una nueva cuantificación de reservas. Déjeme le doy una, mi reacción a lo que usted lanza Comisionado Franco que es la atribución sí la tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos y este Órgano de Gobierno. ¿Por qué? Porque la ley, lo que la ley nos faculta es a regular la metodología de cálculos de las reservas y nosotros en nuestros lineamientos establecemos que tiene que observar cierta práctica internacional, particularmente este estándar conocido como el Petroleum Resource Management System.

Entonces nosotros al momento que el equipo, aquí comandado por el Director General Alejandro Mar, revisa las reservas, no solo revisa los números finales y sus posibles inconsistencias entre lo que estima la empresa petrolera y el certificador, sino que revisa que la metodología sea adecuada porque esta autoridad regula la metodología. Entonces si hay una desviación a la metodología en nuestro caso referida a la práctica del Petroleum Resource Management System entonces sí tenemos la atribución de decir, “no te acepto este número porque no observaste la metodología”. Entonces habrá que revisar casos particulares, pero en mi interpretación sí tenemos esa facultad de decir, “esa metodología empleada difiere de la práctica aprobada”. ¿No? Director General.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Pues adicionando a lo que comenta Comisionado, sí, probablemente técnicamente inclusive se vea factible. Pero ya cuando se le adiciona otro elemento que es el tema de la rentabilidad no necesariamente tiene que ver con la metodología y esto podría afectar. Y eso no quiere decir que estén mal estimados o mal evaluados los volúmenes que hay como tal, ¿no? Entonces es una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

combinación inclusive también de estos efectos asociados a la parte económica en la rentabilidad.

Otro comentario adicional es que la nueva regulación – por eso hacíamos énfasis en que la nueva regulación – de hecho ya de alguna manera prevé que, cuando se den las incorporaciones de aquí en adelante, vengan con un requerimiento que es la comercialidad. Pero más allá de la comercialidad es todo el trabajo que se hace desde la etapa de maduración del recurso para llegar a ese momento en donde pueden pasar inclusive al desarrollo. Anteriormente la regulación como tal no era específica en eso. Entonces en esa transición se dio ese caso de Trión. ¿Sí? Pero bajo la nueva regulación difícilmente eso podrá ocurrir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK. Bien. Entonces subrayo entonces estamos contestando la atinada pregunta del doctor Moreira, nos está llevando un poquito de tiempo, pero muy buena pregunta, es en qué reclasificaciones hay a la baja. Ya señalamos primer caso Trión, viene en el reporte que leyó hace un momento el Comisionado abogado Pimentel. El consorcio BHP-Pemex están en este año clasificando esos recursos contingentes en espera de terminar la fase de evaluación.

El Comisionado abogado Pimentel también mencionó Ayatsil, Tekel, Utsil, que son yacimientos de crudo extra pesado. ¿Cuál fue el cambio ahí Director General? ¿Qué está pasando con estos yacimientos? Es nada más para que todos los tengamos en el radar. Son yacimientos dentro de áreas contractuales asignadas a Pemex en la Ronda 0.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es. Para más detalle le voy a ceder la palabra al ingeniero Manuel, pero antes de eso como comentaba el Comisionado. Si, efectivamente fue Ayatsil, Tequel, Utsil, pero como hablamos de que es un balance, hay otras áreas que incrementaron en revisiones. El caso de Xikin, el mismo pozo que perforaron del campo Nobilis en la formación Wilcox, esto permitió extender más el yacimiento y reevaluar – ¿no? – una fracción. Pero al final es un balance. Vamos a particularizar lo que comenta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Exactamente, no, no, no. Sabemos ya la suma total y sabemos que hay unos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que van en sentido revisiones positivas y negativas. Aquí como en el global cuando comparamos la tasa de restitución por descubrimientos y luego comparamos y la llevamos a la integral y vemos que baja, que fue la observación del doctor Moreira. Entonces nada más queremos ver cuáles son los principales componentes negativos de las reclasificaciones que hace.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Lo vamos a ver con detalle porque fue parte de las reuniones de trabajo que tuvimos con Petróleos Mexicanos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y sin pretender ahorita agotar todos los casos, nada más los principales que mencionó el Comisionado Pimentel. Entonces si tienen algún comentario en relación con los yacimientos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Buenos días Comisionados. En el caso de Ayatsil, Tekel y Utsil fue un pozo el que se perforó, fue el Ayatsil-161, el cual encontraron estructuralmente más bajo. ¿Qué pasa ahí? En el caso...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Disculpe ingeniero, ¿podría repetir esa frase? ¿Cuál fue el resultado de esa perforación otra vez?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Claro que sí. El resultado de esa perforación es que fue estructuralmente más bajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK, ahí aguánteme. ¿Me puede explicar ese término?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Claro que sí. Si, sucede que en el caso de Ayatsil, Tekel y Utsil están integrados en un solo modelo. Entonces en ese caso hicieron una reevaluación de las velocidades de esos tres componentes. Es un área contractual que está, vamos, que pertenece a la misma zona. Al perforar el pozo y encontrarlo estructuralmente más bajo disminuyen los espesores porque hacen una calibración de todo el modelo, toda la volumetría.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces cuando ellos llegan y encuentran ese pozo que se encuentra más bajo, tienen que calcular nuevamente todos los volúmenes. Cuando se encuentra estructuralmente más bajo es a favor en algunos casos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK, a ver si estoy entendiéndolo. Lo que está diciendo es que con este pozo perforado en esa zona se identificó que la roca impregnada, que el espesor de roca impregnada es menor. O sea, que el intervalo de roca impregnada de aceite es mejor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Es correcto. Pero modifica absolutamente todo el área porque se hace una recalibración de toda la zona a través de todos esos volúmenes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hay que recordar lo que siempre dicen ustedes los ingenieros petroleros. Un yacimiento uno nunca lo acaba de conocer hasta que le saca la última gota, ¿no? Entonces aquí si bien ya teníamos perforaciones, clasificación de reservas, esta nueva perforación identifica en esta zona que el intervalo de roca impregnada es menor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- OK.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MANUEL AGUILAR VILLALOBOS.- Si, eso fue un volumen alrededor en el caso de Ayatsil, Tekel y Utsil, fueron alrededor de 120 a 150 millones. Realmente eso fue, se encuentran dentro del ranking del top.

Otro yacimiento que tuvo una pérdida importante de volumen fue en el caso de Samaria, Íride y Oxiacaque, Cunduacán. Son yacimientos también que son de la misma zona. Sin embargo eso ya se debe a la madurez que tienen los campos. Esos campos tienen ya una importante historia de producción con una bastante producción acumulada y en realidad pues ahí ya son los contactos que están avanzando. Tuvieron un proceso de inyección de gas, tuvieron un proceso de inyección de agua, esos contactos siguen avanzando. Al día de hoy las ventanas que tienen para operar entre



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el gas y el agua, que es donde se encuentra el aceite, se encuentran ya reducidas. Entonces todo esto lleva a calcular nuevas volumetrías y entonces se tiene esa disminución de aceite. En realidad ya como porcentaje de cifra podemos estar hablando que por yacimiento de los cinco principales, por cada uno, cada cifra no llega ni al 1% sobre la cifra nacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces bueno, Comisionado Moreira, es parte de la respuesta a reserva de que podamos ver el reporte con todo el detalle. Doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera hacer una solicitud o una propuesta al Órgano de Gobierno. Uno es que terminemos con esto diciendo "y qué quiere decir esto", porque números y números y números. Decir, a ver, lo que vemos aquí son tres elementos, es decir, lo que yo alcanzo a ver. Primero es Pemex está haciendo más descubrimientos. Segundo, las empresas, los contratistas ahora sí están teniendo una contribución cada vez más importante. Y la tercera es nos estamos poniendo como CNH pero también a nivel de la industria petrolera más exigentes con qué quiere decir una reserva. Y yo creo que si nosotros entendemos qué está pasando podemos ayudar más y podemos examinar con más claridad todos los programas y todos los planes. Entonces porque ver los números 66, ¿pero qué quiere decir esto? ¿Es bueno o malo? Y yo creo que nos falta como una hoja de conclusiones de todo esto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente. Y no sé si la traigan más adelante. Yo lo que voy destacando hasta ahora es, pero va a ser importante que Director General nos ayuden a concluir, es los volúmenes de reserva. Si regresamos a las barras de las láminas, los volúmenes de reservas ahí están, ¿no? Ahí está la representación más clara de lo que está pasando. La evolución de las reservas del país en reservas 3P de crudo tienen un comportamiento, tienen un nivel similar a lo que hemos visto en estos últimos tres años, un poco menor a 2017, cifra muy similar a la de 2016. En el caso de gas podemos ir algo similar con el cambio de que ahora en relación con 2017 sube un poco el volumen de reservas de gas. En tasa de restitución, lo vimos. El gas tiene una tasa de restitución ya arriba del 100%, lo cual es buena noticia. ¿Y usted lo señaló principalmente por los desarrollos de Pemex en qué campos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Prácticamente en el caso
del gas principalmente en el campo Ixachi y Valeriana, porque son campos
de gas y condensado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que son
campos que desarrolla Petróleos Mexicanos dentro de las asignaciones
otorgadas a Petróleos Mexicanos. Vemos también lo que observó el doctor
Moreira, que si bien en los conceptos de tasa de restitución en el concepto
integral vemos un número mayor, que en el de incorporación de reservas,
vemos un porcentaje mayor al integral, también se detectó, se observa que
hay algunos que están en fase de evaluación, el caso de Trión, y algunos
otros que conforme avanzan los estudios es natural ver esas
reclasificaciones, algunas positivas, algunas negativas. Bien. Pero va a ser
útil que al final le agreguemos conclusiones en el reporte final, ¿no?
Ustedes extraigan los grandes mensajes.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y otra cosa que yo quería
proponer era que pusiéramos reglas más claras en la parte de clasificación.
Por ejemplo nuestra propia normativa dice que solamente puedes aceptar
como reservas si hicieran una declaración de comercialidad. ¿OK? En el
caso de Ixachi y Valeriana no ha habido eso y ya estamos declarando
reservas. Entonces estamos apoyándonos en una manera tradicional de
cómo se hacía. Pero entonces vamos a tener dos sistemas al mismo tiempo.
Entonces yo apoyo aquí mucho a la doctora. Decir, hasta que no tengas tú
terminada tu evaluación puedes declarar reservas. Puedes hacer lo
anterior si A, B, C. O sea, los expertos son ustedes, pero las reglas tienen
que estar muy claras. Si no vamos a en Ixachi ya declaramos y luego la
vamos a quitar y nos vamos a enredar.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA,
INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Un comentario respecto a
eso. Por eso comentada, hacemos énfasis en que es el último año de la
regulación anterior a Petróleos Mexicanos. Y parte de lo que comenta lo va
digamos que de alguna manera armonizar como tal la nueva regulación con
lo que se puso a nivel de incorporaciones porque tiene que tener esta
aprobación previa para la maduración de los recursos. Para el 2019, cuando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pemex presente sus reservas, va a tener todo esto previo. Ya está específico con la nueva regulación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Hace algunos meses en marzo vimos la reserva 1P, que es el componente este verde de acá abajo y ahí se hicieron muchos comentarios qué fue lo que pasó, que necesariamente están repitiendo ahorita, porque la reserva 3P pues considera la 1P. Pero nuevamente aquí quiero hacer el énfasis de que al parecer todo se mantuvo. Aquí faltan cifras porque lo truncan al primer dígito, pero lo que se puede observar es que 2P y 3P más o menos se mantuvieron, pero lo que haló todo fue la 1P. ¿Sí? Entonces esa explicación que se dio en aquella ocasión en marzo a principio sigue siendo lo mismo. O sea, Teotleco, todos esos que quitaron la parte.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero doctor, en aceite el componente de las reservas probables y posibles como usted bien apunta se mantiene prácticamente igual al 2017. Pero en gas no es así, ahí en gas sí hay un incremento, hay un efecto positivo que se destaca, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no en un 1P. En 1P todo baja.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, en 1P que ya habíamos visto es el dato que ya habíamos visto y tiene ahí una disminución en las probadas. Pero en las probables y en las posibles ahí sí hay un incremento en gas, ¿no? Hay un efecto positivo en gas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y aquí lo que hay que repetir es esto tiene el 90% de certidumbre, esta tiene el 50% y esta tiene el 10%, ¿no? Y el otro comentario Trión o cualquier otro campo, ¿no? El que fuera. Creo que hay que considerar que no solamente hay condiciones de comercialidad, técnicas, sino también que hay también cuestiones que tienen que ver con las empresas. Algunos están muy interesados en rápidamente demostrar que tienen reservas y van a acelerar el perforar pozos, el buscar certificadores porque tiene alguna implicación para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

negocio, otros no. Entonces bueno, nosotros lo que tenemos que buscar es que cuando nos traigan los planes aceleren todo lo que deben el plan tanto de exploración como de extracción, porque finalmente eso lo que genera es un mayor valor presente neto, que es la maximización de valor al Estado. Si un operador nos trae reservas certificadas, después hacen algún cambio en la operación y el otro dice que todavía no, no quiere decir que uno estuvo mal o que otro estuvo bien. Eso es parte del negocio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, de acuerdo. Director General, ¿creo que usted no ha terminado de exponer verdad?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Continuamos. En realidad ya es un resumen. Aquí tenemos de manera resumida estas explicaciones de las que hubo tanta polémica. En el caso de los contratistas como tal, tenemos que para el caso de Eni y Hokchi, pues ellos reevaluaron las áreas, ¿no? Lo cual permitió adicional volúmenes. Esto tiene un efecto como comentamos bien tanto en la tasa de restitución como en la adición de volúmenes de reservas a las 2P y 3P, inclusive desde la 1P en su momento cuando fue aprobada.

Ya de manera particular se adicionaron volúmenes de estas áreas a nivel de 2P y 3P de 379 y 559.3 millones de barriles de aceite, mientras que para el caso del gas fue de 194.1 y 324.1 para estas dos categorías. A nivel de descubrimiento pues como ya se comentó traemos que por parte de Petróleos Mexicanos existe una incorporación de 199.3 y 475.1 millones de barriles. Mientras que para el caso de gas se adicionaron 994.4 y 2,271.3 millones de pies cúbicos de gas respectivamente. Pues prácticamente los descubrimientos que permitieron adicionar estos volúmenes fue el caso de los campos que se comentó: Nobilis, Hok, Octli, Suuk, Teekit Profundo, Valeriana y principalmente Ixachi que decimos que es el yacimiento o este campo que adicionó más volúmenes de reservas de gas. En el caso de las variaciones, pues aquí se resume de manera general que existe desfase de actividades. Es lo que hemos notado también durante estos años que lo que se tiene planificado a desarrollar sobre todo en las reservas probadas en los primeros años en ocasiones se va desfasando esa actividad. Esto tiene un efecto también hacia las reservas. En algunos casos puede ser



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mayor y en otros no tanto, dependiendo de los campos. Y otras cuestiones – como ya se comentaba – el tema de los campos ya maduros en una etapa de declinación. Esto va afectando a todo el balance nacional de reservas que fue prácticamente revisado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien Director General. Bueno, pues aquí están también un poco aquí ya las conclusiones, el resumen de esto. Muy bien, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Damos la siguiente. Y pues prácticamente para finalizar pues les proponemos aquí los valores de reservas al Órgano de Gobierno, las cuales son las siguientes:

Para el caso de las reservas 2P a nivel de aceite tenemos 12,280.7 millones de barriles. Para el caso de las cifras de gas tenemos 19,377.9 miles de millones de pies cúbicos y para el caso del petróleo crudo equivalente tenemos 16,162 millones de barriles. Para las cifras 3P tenemos que a nivel de aceite llegamos a la cifra de 19,419.8 millones de barriles. Para el caso del gas las cifras son de 30,020.4 miles de millones de pies cúbicos de gas y finalmente para el petróleo crudo equivalente tenemos la cifra de 25,466.8. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿comentarios adicionales? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias Presidente. Bueno, pues hemos hecho todo un recorrido amplio y yo creo que muy bien explicado en relación cómo se ha llegado a estas cifras en las que estamos concluyendo y que es el objeto de la sesión: la cuantificación de las reservas. Se hizo mención a la segunda licitación de la Ronda 1, donde las cifras de incremento son muy importante, de más de 200%, alrededor de 200%. Se habló también acerca de la incorporación de reservas por descubrimientos, de la reclasificación que en algunos casos fue a la baja, en otros fue a la alza. Pero yo creo que al final lo importante es de esto me imagino que el propósito es conocer el potencial de la riqueza petrolera del país. ¿Sí? Cuando llegamos a estas cifras, quizás afuera si nos estuvieran



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

siguiendo quienes no tienen una especialidad tan profunda respecto del tema, dirían: “Bueno, ¿y al final esto es bueno o esto es malo?”

O sea, estas cifras realmente son importantes o no son importantes respecto a la variación y yo creo que la única forma de poderlo determinar es hacer un comparativo con 2017. Porque si bien es cierto que vienen por ahí unas barras que ejemplifican la variación y a lo que hacía referencia el Comisionado Martínez, como están cerrados a cifras decimales no se aprecia del todo el porcentaje exacto de la variación respecto de 2017. Me parece que eso es lo que nos podría indicar, bueno, estamos mejor o estamos a la baja en relación con los años anteriores. Y yo pediría si hay posibilidades si no en este momento, si no lo tienen en este momento, de si podemos dar a conocer los porcentajes de variación de cada una de las reservas 2P, 3P, gas, aceite y el petróleo crudo equivalente pues para tener idea muy clara de cuál fue la variación. O sea, porque se habló por ejemplo de los buenos resultados en el tema de gas, no así tanto en el de aceite, pero yo creo que nos daría una visión mucho más clara de cómo estamos.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Sí Comisionado, les vamos a comentar las variaciones, lo vamos a hacer para nivel 2P y 3P. Para el caso de las reservas de aceite 2P la variación en el caso del aceite respecto al año anterior fue de -4.4%. Para el caso del gas natural se tuvo un incremento de 0.4%, o sea, fue a favor. Para el caso del petróleo crudo equivalente, como trae este efecto del aceite, fue de -3.6% para reservas 2P.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿3.6?

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- 3.6%. A nivel de 3P para el caso de aceite tenemos que se da un decremento de -2.8% respecto a las cifras del año anterior, pero en el gas se tiene un incremento de 3.7% nacional. Y para el caso del petróleo crudo equivalente se ve esta reducción de -1.5% también por parte del efecto del aceite y eso más o menos sería en resumidas cuentas la variación nacional.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces suben las reservas de gas, bajan un poco las reservas de aceite. En el efecto conjunto, baja un poco la reserva total.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Así es, de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De petróleo crudo equivalente. Muchas gracias Director General. Comisionado abogado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Presidente, yo quisiera proponerles que estas cifras que ahora nos dan están en el documento soporte digamos de la resolución, no obstante ese documento no forma parte de la misma, ¿no? Es decir, a diferencia de lo que hacemos cuando aprobamos un Plan de Exploración o de Desarrollo – es un tema legal ciertamente – en el que el dictamen forma parte de la resolución. Cuando se trata de reservas, si bien nosotros tenemos para esta discusión un análisis que nos acompañan previo a la sesión, ese documento no es público, no forma parte de la resolución.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hagámoslo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo lo que quisiera proponer es evaluar esa posibilidad. La conveniencia creo que está cara, pero analicemos la posibilidad porque toda esta información nos la presentan los operadores y los certificadores como reservada. Hagamos ese análisis jurídico. Hay que decir que estamos hablando de las reservas que son propiedad de la Nación, entonces yo creo que eso tendría que ser público, pero bueno. La propuesta es analizar esa posibilidad para acompañar a la resolución el documento que preparan en donde vienen estas y muchas otras cifras y datos que son muy importantes. Y si no, en todo caso yo sé que es más trabajo, pero elaborar una versión que pueda ser pública, que no revele ninguna información sensible ni de los operadores ni de los certificadores, de manera que podamos acompañar a la resolución este análisis. Y con eso creo que se cumpliría el propósito del Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A reserva de un análisis jurídico a mayor detalle, yo no veo ningún inconveniente en que el reporte técnico se haga público y se acompañe a la resolución. Todas las cifras por ley nos corresponde a nosotros agregar esta cuantificación, hacerla pública y el análisis del área que dirige aquí el Director General Alejandro Mar es muy bueno el trabajo. Por supuesto que se haga público. ¿No? Salvo que aquí algún abogado me diga que estoy infringiendo algo, pero no creo. Entonces si le parece bien que lo incorporemos como documento público. ¿Secretaría Ejecutiva?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto se revisará el dictamen y en dado caso se hará una versión pública o se hará las...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero yo no creo que haya nada que tenga que quedar reservado.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Habría que revisar si hay alguna referencia a las metodologías utilizadas por parte de los terceros, pero...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero si hay algo que del análisis del proyecto determinen que no puede ser público, hagan expreso que esto no se publicó o tal cosa porque es reservado. Pero dudo que haya algo que tenga sustento para no hacerse público en este caso. Director General.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- En años anteriores o procesos anteriores, de hecho el dictamen era público. Esto cambió cuando se dio pues ya los cambios en cuanto a la ley y las atribuciones como tal, pero podemos ver – como bien lo comenta – la posibilidad, ¿no? De que nuevamente se sigan subiendo los dictámenes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces Secretaría Ejecutiva evalúenlo y este mismo reporte pues que sea público salvo que ustedes identifiquen algo que no se me ocurre qué pueda ser, pero entonces lo podríamos hacer público, ¿no? Muchas gracias por la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recomendación Comisionado Pimentel. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo también quisiera sumar – muchas gracias Comisionado Presidente – el que se ponga algún glosario, ¿no? Dentro de todo esto que se quiere publicar, para que quede claro qué significa esto de la 1P, 2P, 3P, petróleo crudo equivalente, por qué vemos gas, por qué vemos aceite, para que haya una mejor interpretación de la gente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Por supuesto incorporemos Director General en su reporte algunas definiciones que faciliten la consulta pública, su análisis técnico.

DIRECTOR GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, INGENIERO CESAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ.- Si, la podemos adicionar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? Bien, pues muy bien. Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. Digo, bueno, me da gusto. Yo no estuve en la presentación de las reservas 1P de la sesión en la que se llevó a cabo, pero en esta me da gusto ver que por primera vez hay operadores diferentes a Pemex que ayudan a registrar reservas totales de hidrocarburos de la Nación. Porque está bien claro en el contrato que no se otorgan derechos al contratista sobre las reservas de la Nación. O sea, tienen un área, vinieron a invertir, perforaron estos pozos que ya se mencionaron y bueno, incrementan pues las reservas que tenemos para nuestro país.

Y yo lo que quiero también es agregar un poco lo que comentó el Comisionado Moreira. O sea, el tema de unas conclusiones de todo esto que vemos. Ya lo habíamos platicado creo un poco el año pasado donde decíamos que debemos, si ahorita bien las cifras se ven bien el incremento en la reserva de gas, muy pequeña disminución en el aceite y en el balance también es muy pequeño digamos en petróleo crudo equivalente, pues no debemos aflojar. O sea, debemos ver los contratos van a ir hacia adelante, pero también yo creo que debemos estar pendientes de la estrategia exploratoria como lo hemos estado comentando en algunas sesiones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tenemos también que darle más seguimiento a los yacimientos que se están explotando porque nos hemos llevado sorpresas y ahorita nos metimos mucho al análisis de los campos maduros. Pero si esos yacimientos no se explotan de manera adecuada a un ritmo adecuado pues se viene el agua y viniéndose el agua se vienen muchos problemas y por comportamiento, por revisiones se tienen reducciones en las reservas y nosotros debemos vigilar que a largo plazo se vayan manteniendo.

El tema de seguimiento a planes. Ahí comentaba Alejandro Mar que se están difiriendo algunas actividades en los Planes de Desarrollo y esto es derivado pues del precio del hidrocarburo, cayeron los ingresos, las inversiones se destinan a otros proyectos, pero tenemos que ya empezar a revisar pues esos planes, que se vayan ejecutando como se espera porque si no por lineamientos o por algunas metodologías nos pudieran llegar a quitar reservas de hidrocarburos aunque el volumen siga ahí abajo.

Entonces digamos esos comentarios que estoy haciendo son como parte de lo que decía el Comisionado Moreira de poner algunas conclusiones de qué vamos a hacer. Y yo lo que veo desde el punto de vista de CNH es que ahí podemos empezar a fusionar procesos de nuestras diferentes unidades, el que revisa los contratos, el que revisa los planes, el que va a revisar el comportamiento del yacimiento, el que va a estar revisando la producción todos los días, para empezar a detectar cuáles son los yacimientos que tenemos que empezar a vigilar y obviamente tener acciones, reuniones de trabajo con los operadores que permitan pues ser más eficientes en el desarrollo de estos proyectos y empezar a visualizar desde mañana, desde el siguiente mes, lo que va a pasar con las reservas en el futuro. Porque si no vamos a empezar a verlo cada mes de mayo y vamos a empezar a discutir otra vez este tema de qué vamos a hacer, cómo va, etc. Afortunadamente ahorita los números son buenos y esperemos que de aquí pues vayan hacia arriba.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. Colegas, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva. Perdone, estaba yo aquí en el WhatsApp, perdón, porque recibo algunos mensajes de quienes amablemente nos ven por internet diciendo que sí por favor se haga público el dictamen, porque de otra forma no se puede analizar. Entonces por supuesto el compromiso de que lo hagamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

público. ¿No? Hoy mismo le pido Secretaria Ejecutiva hagamos público Director General Julio Pastor de Comunicación Social no solo la presentación que vimos del Director General, el boletín que ayude a una lectura ejecutiva y el dictamen. ¿Si? Muchas gracias, adelante Secretaria.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.32.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación, al 1 de enero de 2018.

ACUERDO CNH.E.32.001/18

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 2P y 3P 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 procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Joshua Gamboa Dardón, Director General de Contratos.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias Comisionado Presidente, Comisionada y Comisionados. Para empezar me gustaría hacer referencia a algunos datos generales tanto del contrato como del proceso. El área contractual, podemos ir a la siguiente por favor.

El área contractual es Moloacán. El área contractual de referencia es de licencia y se suscribió el 10 de mayo de 2016 derivado de la licitación 3 de la Ronda 1. Ahora bien, recordemos que este tema subió a Órgano de Gobierno en noviembre de 2017 para efecto de iniciar el procedimiento de terminación anticipada del contrato. En esta ocasión traemos a su consideración la terminación de este proceso. Ahora bien, en dicha ocasión se abordaron dos temas que quisiera recordarles. El primero es que la terminación se da en virtud de que conforme a lo señalado en el propio contrato en sus cláusulas 3.4 y 4.5 el contratista tiene derecho a renunciar a la totalidad del área contractual. Sin embargo esta renuncia tiene un costo, el cual se traduce en el pago de una pena convencional por incumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esta pena convencional fue calculada y determinada por el Órgano de Gobierno conforme se señala en el contrato y el contratista ya pagó esta pena convencional. Sin embargo más adelante entraré a este detalle. El segundo tema que quisiera recordarles fue que el motivo de la renuncia no se trata de temas relacionados con el área contractual o los recursos establecidos en las mismas, sino de un tema económico en razón de la regalía ofertada por el propio contratista, la cual fue como podemos ver – ahí estamos todavía en la anterior – de 85.69% y esto aunado a la regalía base que establece la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que versa aproximadamente del 7.5%. Ahora sí podemos ir a la que sigue por favor.

Hay cuatro antecedentes que quisiera traer a su atención. El primero es la renuncia se llevó a cabo por parte del contratista el 28 de julio de 2017. Sin embargo fue hasta el 27 de octubre de 2017 en que el contratista presentó toda la información a la que hace referencia la cláusula 17.7 que es relacionada a la etapa de transición final. Esto es para efecto de poder llevar a cabo ya el cierre del contrato. 10 días después a la presentación de esta información el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que resuelve iniciar el procedimiento de terminación anticipada del contrato. Posteriormente en la misma sesión de Órgano de Gobierno se lleva a cabo y se emite la resolución por la que se determina la pena convencional por incumplimiento en el Programa Mínimo de Trabajo. Esta pena convencional fue de 1,917,500 dólares. Cabe destacar que esta pena fue pagada por el contratista el 24 de noviembre de 2017. Estos recursos entraron directamente al Fondo Mexicano del Petróleo. A este pago me refería cuando señalé que la renuncia por parte del contratista, que es el derecho contractual que tiene, tenía un costo. Entonces fue de 1,917,500 dólares.

Ahora, ya entrando como mencioné en esta sesión fue el inicio del procedimiento de terminación anticipada y en esta ocasión ya traemos este fin del procedimiento de terminación anticipada y la conclusión del mismo. La sustanciación de dicho procedimiento se divide en tres grandes rubros. El primer rubro es el análisis de cumplimiento contractual. En esta ocasión hicimos un barrido de todos los requisitos contractuales establecidos y verificamos el cumplimiento de los mismos, por parte del contratista ya sea al interior y al exterior de la Comisión con las diferentes instituciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Igualmente el segundo gran rubro es la etapa de transición final para efecto de verificar las condiciones en las que se recibe el área contractual considerando el cómo se entregó la misma. Y el tercer gran rubro son las obligaciones que subsisten a la terminación del contrato. A esto nos referimos a aquellas obligaciones que por su propia naturaleza jurídica no terminan con la finalización del contrato. Destaco que en estos tres grandes rubros se divide la resolución que pusimos a consideración del Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- La siguiente. Únicamente entraremos de manera muy general y si quisieran destacar algún tema pues lo haremos con mucho gusto. El primer rubro es el análisis el cumplimiento contractual, la cual se refiere al periodo. Hicimos un barrido y las destacables son: periodo de evaluación, plan provisional y periodo de desarrollo. Me gustaría destacar aquí el pago de la pena convencional que ya hice referencia. Igualmente respecto al mismo clausulado hablamos de la cláusula de seguridad industrial, el cual se hizo la consulta respectiva a la ASEA, las obligaciones fiscales y el pago de las contraprestaciones. En esta ocasión hicimos la solicitud de información a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, quien se pronunció respecto al pago de las contraprestaciones. Y contenido nacional, que hicimos la consulta respectiva a la Secretaría de Economía, así como el pago de derechos y aprovechamientos que se deben de realizar al interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Con base en el análisis que realizamos tanto la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos y la Dirección General de Contratos, verificamos que estuvieran cumplidas las cláusulas contractuales antes referidas. Y por lo mismo, derivado del análisis y las consultas realizadas a las diversas instituciones se da por atendido estos requisitos.

El segundo rubro de los cuales mencionaba es la etapa de transición final. En este contrato referimos que la etapa de transición final se refiere a la cláusula 17.7 y los requisitos establecidos en los mismos. Los requisitos son que se actualice el inventario de activos, así como el reporte del estado de pozos y materiales. Quiero destacar que la Comisión llevó a cabo dos visitas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acompañando al contratista para verificar estos inventarios y los estados que guardan los pozos y materiales y esto fue realizado por la citada Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos con el apoyo jurídico de la Dirección General de Contratos. Y tenemos por atendido este requisito en virtud de que ya se cuenta con el inventario y con el reporte del estado de los pozos y materiales. Igualmente tres requisitos adicionales son el reporte de producción, la actualización de la línea base social y la actualización de la línea base ambiental. En esta ocasión preguntamos igualmente. Tenemos los reportes de producción y para los dos últimos rubros preguntamos tanto a la Secretaría de Energía como a la ASEA respectivamente, de los cuales obtuvimos opiniones favorables, por lo cual podemos dar por atendido igualmente estos requisitos.

El tercer punto nos referimos a las obligaciones que subsisten a la terminación del contrato. Me refiero que hay obligaciones que, sin perjuicio que se termine el contrato, subsiste la obligación de cumplimiento por parte del contratista. Las más destacables son la devolución del área contractual y la transferencia de la propiedad de los materiales que, una vez dado por terminado el contrato, tendremos que ir a campo a recibir el área contractual. Destaco que Pemex ya cuenta con una asignación de resguardo emitida por la Secretaría de Energía para efecto de que a nombre del Estado Mexicano reciba el área contractual y se resguarde las instalaciones de las mismas.

Otra obligación que subsiste son los registros contables, la suscripción del finiquito y aquí hago hincapié a que conforme al contrato la suscripción del finiquito se debe realizar a más tardar 6 meses posteriores a la terminación del contrato. Para efecto de garantizar que en dado caso tuvieran que hacer frente a alguna solicitud de pago por parte de esta institución, la Comisión se quedará con la garantía corporativa que conforme al contrato fue entregada hasta la suscripción del finiquito e igualmente se quedará con la obligación solidaria obviamente de los obligados solidarios que suscribieron el contrato.

Por último otra cosa que subsiste es la confidencialidad de la información que por ley deben de realizar una vez que termine el contrato de toda aquella información generada y adquirida del área contractual. En este orden de ideas, una vez culminado con estos tres grandes rubros que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

señalé Comisionados, el proyecto de resolución que ponemos a su consideración señala lo siguiente:

El primero es dar por terminado el procedimiento de terminación anticipada en virtud de haber cumplido con las obligaciones correspondientes, por lo que a la fecha de la resolución se hace efectiva la renuncia del contratista. Es decir, el día de hoy haríamos – de aprobarse esta resolución – efectiva ya la renuncia solicitada por el contratista. Designar a PEP como tercero que recibirá el área contractual, esto en virtud del título de asignación emitida por la Secretaría de Energía. Determinar que la fecha de terminación de la etapa de transición final del contrato será una vez que se devuelva la totalidad del área contractual. Instruir a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos que con el apoyo de la Dirección de Contratos levante el acta de devolución del área contractual respectiva. Esto es para efecto de todos los materiales y todo lo que se encuentra en el área contractual.

Instruir a la UATAC que, con el apoyo de la Dirección General de Contratos, suscriba el finiquito correspondiente a más tardar 6 meses a partir del día de hoy. Requerir a Canamex el escrito certificado de que ha destruido la información que entregó el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Notificar a Canamex que deberá presentar el reporte de actividades que requirió la Secretaría de Economía en cuanto a contenido nacional. Notificar la resolución a Canamex, a sus obligados solidarios, al Fondo Mexicano del Petróleo, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Economía. Y por último, instruir que la resolución se inscriba en el Registro Público de la CNH. Con todo esto Comisionados quedo a sus órdenes por si hubiera alguna duda o aclaración al respecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Comisionado Franco, adelante.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, es respecto a lo que señala ahí de reportes de actividades para la Secretaría de Economía. Aquí había una meta de cumplimiento de contenido nacional, le va a dar los reportes a Economía. Ya Economía verá si cumplió o no cumplió y aplicará lo que marca el contrato petrolero, ¿verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto. Secretaría de Economía nos puso en un oficio que tiene, ¿hasta 30 días? 60 días para la entrega de los reportes correspondientes.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, ahí pudiera si no cumplió, bueno, pues tiene que atender lo que diga la Secretaría de Economía.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- En el caso del cumplimiento al Plan de Evaluación o de Desarrollo que tenía, ¿hay alguna sanción por incumplimiento?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- No hay ninguna sanción *per se*. En el caso del Plan de Evaluación se hizo el requerimiento de pago de la pena convencional del 1,917,500 dólares, situación que fue pagada por el contratista.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso es para el Programa Mínimo, la garantía.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- El Programa Mínimo de Trabajo contenida en el Plan de Evaluación.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Aja, pero la parte del plan. O sea, el Programa Mínimo de Trabajo ya venía con lo que ganó él la licitación y dio una garantía para comprometerse a cumplir. Pero cuando presenta un plan, creo que lo manda el artículo 85 de la ley, es la parte del incumplimiento al plan. Mi pregunta es si hay alguna atribución o alguna multa perdón, alguna multa por no haber cumplido el plan. No el Programa Mínimo de Trabajo, ese me queda claro que es la garantía.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- El contrato señala que con la fecha de notificación de renuncia irrevocable se da por terminado el periodo inicial de evaluación. Por ende, el contratista no puede realizar actividad alguna. Y el contrato señala



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

únicamente que, para efecto de subsanar cualquier incumplimiento, se hará el pago de la pena convencional respecto al Programa Mínimo de Trabajo que contiene el Plan de Evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Otro, algún otro comentario colegas? Secretaria Ejecutiva por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La propuesta de acuerdo es que con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera, vigésimo cuarta y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones séptima y décimo segunda de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción segunda, inciso i, y 23, fracción primera, inciso g, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve dar por concluido el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del área contractual del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia CNH-R01-L03-A14/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿El contratista era?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Canamex.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Canamex. Bien. Colegas Comisionados, quienes estén a favor les pido sean tan amables de levantar la mano.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Ya con esta resolución, esta aprobación, ya puede entrar esta área sin problema a la licitación 3.1, ¿verdad? O 3.2, 3.2.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entiendo que sí. ¿Es correcto?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Ya con esto, independientemente de los 60 días para el finiquito y todo eso, ¿verdad?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? Abogado Joshua.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Las Bases de Licitación señalan que 10 días antes de la fecha límite para que los interesados se inscriban a la licitación se deberá dar el anuncio correspondiente. Con esta resolución daremos aviso a la Secretaría de Energía que es la que nos da los términos y condiciones de las bases de licitación y recuerdo que la fecha límite a la que hacía mención es el 20 de julio de este año, por lo tanto haremos el aviso correspondiente. De hecho la propia resolución señala que se notifica a la Secretaría de Energía y con esto pudiéramos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Con eso estamos en tiempo. Muy bien, gracias Director. Secretaria Ejecutiva.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.32.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve dar por concluido el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.32.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso i. y 23, fracción I, inciso g. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve dar por concluido el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a la totalidad del Área Contractual del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A14/2015.

✓

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A22/2015.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Julio César Trejo Martínez, Director General de Dictámenes 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.- Gracias Secretaria. Director General, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- ¿Qué tal? Muy buenas tardes Comisionados. Si podemos dar a la siguiente por favor para iniciar la exposición.

Como antecedentes de la relación cronológica de esta modificación tenemos que el 7 de septiembre del 2016 se presentó el primer Plan de Evaluación por el contratista. Posteriormente el 28 de marzo del 2017 tuvimos la aprobación de este plan. El 8 de febrero del 2018 tenemos ya la solicitud de modificación del Plan de Evaluación, así como su periodo adicional, por lo cual se prosiguió a emitir la prevención de la información el 22 de febrero del 2018. El contratista dio atención a esta prevención el 14 de marzo del mismo año y posterior a eso tuvimos una audiencia y tres alcances de información, siendo el último alcance el 9 de mayo del 2018. Asimismo, el 23 de abril tenemos la aprobación del periodo adicional de evaluación y estamos el día de hoy antes ustedes para la presentación de esta modificación del Plan de Evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- OK, muchas gracias. En cuestión de las características generales es el campo Secadero. Se encuentra el are contractual, tiene una ubicación al norte del Estado de Chiapas con una área de 9.788 km². La fecha en que se suscribió el contrato fue el 10 de mayo del 2016. Tiene una vigencia de 25 años. Es un contrato de tipo extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia. En este caso no tiene restricciones para la profundidad media para la exploración y la extracción y los campos colindantes que están al Oeste es el campo Gaucho. Cabe señalar que este campo fue productor con dos pozos únicamente, que fueron el pozo Secadero-1R y Secadero-1. Tuvo un pico de producción de 2.3 mil barriles, o sea 2,300 barriles en 2008. Y tuvo un tercer pozo que salió improductivo por estar invadido con agua sulfurosa. La que sigue por favor.

¿Cuáles son los objetivos del plan? Pues bueno. Esta modificación como tal es evaluar el potencial del área contractual de los yacimientos que ya estaban conocidos, que era el Cretácico Superior y el Cretácico Medio donde fue productor históricamente y esto es a través de la perforación de tres pozos. ¿OK? Asimismo, tiene la evaluación del Eoceno y el Cretácico Inferior. Estas formaciones no han sido productoras, pero van a aprovechar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que van a tener la perforación de un pozo profundo que va a llegar hasta el Cretácico Inferior del cual van a echar mano para tomar información adicional, aunque el objeto *per se* como tal es producirlo en Cretácico Superior y Cretácico Medio. Cuando me refiero – más adelante voy a ahondar en el tema – es solamente tomar núcleos y tomar registros en formaciones tanto de Terciarias, que es el Eoceno, y la parte de Cretácico Inferior. Asimismo, se pretende la reclasificación de las reservas del área contractual.

Como podemos ver aquí en pantalla, la columna geológica donde estaríamos esperando la producción, el Cretácico Superior, horda de los 1,790 metros verticales bajo mesa rotaria y Cretácico Medio sería la cima en 2,080 metros. El pozo más profundo que va a ser el 1002EXP estaría en 3,710 al Cretácico Inferior. Ellos le denominan exploratorio, aunque la finalidad es producirlo en la parte de Cretácico Superior y Cretácico Medio. Solamente van a echar mano de este pozo para tomar información adicional. La que sigue por favor.

En este en alcance del Plan de Evaluación, ¿qué va a hacer? Pues vamos a tener el cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, el cual va a ser a través de tres pozos que ya estaban previamente autorizados también en el plan original. Tenemos aquí a diferencia 88 estudios de núcleos – los voy a detallar más adelante – a cuatro formaciones, tres pruebas PVT, tres análisis de agua de formación, la actualización de modelos estático y la generación del dinámico, la interpretación sísmica del 3D. Y para todo esto van a tener una erogación de 20 millones de dólares.

Originalmente – si podemos pasar a la que sigue por favor – ellos estaban comprometidos por contrato a 4,600 unidades del Programa Mínimo de Trabajo. Tuvieron una oferta del 100% de incremento, con la cual daban 4,600 adicionales y 4,000 del periodo adicional. De entrada, como podemos ver en pantalla, ya el plan aprobado previamente da un total de 12,845 unidades. Ellos ya excedían las 9,200 que teníamos para el primer plan. En esta modificación vienen, porque van a ser sustancialmente si podemos ver en pantalla, el cambio de estudios de núcleos que pasamos de 10 a 88, pruebas PVT disminuyen una y tenemos aquí el modelo dinámico actualizado. ¿OK? Esta que se llama adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D está en cero porque ya se ejecutó. De hecho



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a raíz de que se ejecutó hicieron un análisis de esta adquisición sísmica y el reprocesamiento, pudieron colocar mejor los pozos que tenían.

Si recordamos previamente, este campo tenía cuatro posibles localizaciones. Con esta interpretación ya se pudo definir y ya dijeron, "¿sabes qué? A través de esta reinterpretación defino mejor la estructura y ya voy a intervalos con mayor seguridad". Y al final voy a tener pues ya el total de 14,890, que eso es mayor todavía que la base que tendrían que cumplir de 13,200.

En cuestión de la toma de núcleos, que es aquí e cambio digamos más relevante, ¿cómo se van a tomar? Vamos a tomar un total de 30 y, perdón, de 28 núcleos que van a estar comprendidos entre 20 núcleos de pared que van a estar para el Secadero-1001DES, que es el pozo de desarrollo, y esto va a estar en la parte del Eoceno. Vamos a tener núcleos convencionales que van a ser de 9 metros de longitud por 4 pulgadas de diámetro para Secadero-1004, para el 1000 y para el Secadero-1002. En total vamos a tener cinco núcleos aquí convencionales. Para los núcleos orientados que van a estar estos con la parte magnética indicando hacia el norte donde tienen una especie de muestras y se orienta el núcleo, vamos a tener tres, lo cual nos da un total de 28. A estos 28 núcleos vamos a tener 88 números de estudios, lo cual se desglosan 8 estudios. ¿Para quién? Para el Secadero-1004, el cual se va a componer tanto de Cretácico Superior y Cretácico Medio. En cuestión del Secadero-1000DES vamos a tener 68 estudios, por lo que en total que va a estar comprendido para el Eoceno, Cretácico Superior y Cretácico Medio. Y para el Secadero-1002EXP vamos a tener 12 estudios que van a estar comprendidos tanto en Cretácico Superior, Cretácico Medio y Cretácico Inferior. Cabe resaltar que aquí Eoceno y Cretácico Inferior son formaciones que no habían sido productoras, que no tenían información, y van a aprovechar la perforación de estos pozos para tomar esta información concerniente a los núcleos.

¿Qué actividades van a hacer en la parte de los estudios para núcleos? Van a tener pruebas de presión capilar tanto en mercurio, por inyección, plato poroso, centrífuga. También van a determinar el factor de formación e índice de resistividad. Van a determinar la mojabilidad, también la solubilidad al ácido. Van a determinar también permeabilidades relativas y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el cálculo de la compresibilidad para estos núcleos. Esto es donde se van a componer en su mayoría los estudios que se van a ejecutar.

Ahora bien, cuál es el comparativo a las inversiones que teníamos entre lo aprobado con la modificación. Como podíamos ver en el programa original teníamos una erogación de 23,325,184 dólares. Al día de hoy van a erogar 20,102,521. ¿Aquí cuál es la disminución? Principalmente – uno – porque disminuyen en la perforación. Dos, porque ya erogaron parte de este presupuesto para la adquisición y el reprocesamiento sísmico. ¿Cómo se compone? El 80% o el 79.19% es la perforación de los pozos; seguridad, salud y medio ambiente es el 0.66%; en la cuestión general son 11.28%; geología 6.77%; pruebas de producción es 0.48%; y la ingeniería de yacimientos es 1.62%.

Ahora, en cuestión del cronograma, ¿cómo se va a ejecutar? Principalmente vamos a tener la perforación y terminación del pozo Secadero-1004DES. Asimismo se van a hacer en el cuarto mes análisis de agua, estudios de núcleo y los análisis PVT. A este pozo se va a generar una prueba de presión principalmente de tres días y si es exitosa se va a generar una prueba de alcance extendido hasta de 8 meses. Cabe señalar que para estos 72 meses lo que se va a hacer es una destrucción controlada y después se va a mandar de flujo multifásico a una estación. Se van a construir líneas de descarga específicas y se va a aprovechar el 100% del gas aquí. No hay destrucción durante la prueba de alcance extendido. Y solamente siempre y cuando se tenga un resultado exitoso en las pruebas previas de tres días.

También para el pozo Secadero-1001DES se va a tener la perforación a partir del cuarto mes, se termina en el sexto. Se tiene en el mismo sexto análisis de agua, se tienen los estudios de núcleos, análisis PVT y la prueba inicia en el séptimo mes hasta el mes 12. Igual esto está supeditado al éxito que se tenga en la prueba de presión-producción previa. El pozo Secadero-1002EXP también tiene la perforación y terminación empieza en el mes 6, termina en el mes 9, va a tener análisis de agua, estudios de núcleos y análisis PVT. Las pruebas de presión-producción también van a estar a partir del mes 10 hasta el mes 12 y también están supeditadas a la prueba previa. ¿Cuál va a ser lo que va a estar de forma continua? Es la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualización del modelo estático y la actualización del modelo dinámico.
La que sigue por favor.

¿Cómo se ven los perfiles de producción? A partir del mes cinco, si son exitosas las pruebas previas en los tres pozos, este sería el perfil asociado a las pruebas de alcance extendido, las cuales tendríamos para el Secadero-1004 800 barriles. Posteriormente tendríamos un incremento de 1,102 barriles por la incorporación del 1000 y tendríamos posteriormente 937 barriles asociados al 1002, teniendo un total aproximado de 2,550 barriles para el mes 10 si son exitosas estas pruebas. Se corroboró cuál es la producción máxima que se ha tenido por pozos y se ha contado que los pozos previos tuvieron un pico de producción que ronda entre los 1,266 barriles y los 849, por lo cual es coherente estos perfiles asociados que están postulando.

En cuestión de gas es exactamente el mismo perfil siempre y cuando sean exitosas las pruebas. Tenemos la incorporación de los tres pozos y van a llegar a producir hasta 2.4 millones de pies cúbicos diarios, el cual se estaría aprovechando porque estarían mandando de forma multifásica. No se tendía aquí algún no aprovechamiento o la incineración de este gas.

Ahora, en el alcance mínimo de las actividades, bueno, pues el cumplimiento del plan tenemos las actividades de evaluación incluyen la perforación, prueba y evaluación, así como el estudio que permita al contratista evaluar el área contractual. Esto en conformidad con el cumplimiento del anexo 7 del contrato. Asimismo, tenemos la posible ubicación de pozos a evaluar que se van a perforar. Tenemos los programas preliminares de perforación de los pozos propuestos. Tenemos el estimado detallado de los costos de realizar las actividades de evaluación que ya las describí previamente. Asimismo, tenemos la duración de este periodo que es hasta de 12 meses y el programa de ejecución de las actividades de evaluación que ya se detallaron.

Aquí se pueden ver en pantalla dónde estarían ubicados los pozos a perforar. Aquí tenemos el pozo, si le podemos hacer zoom o le das más por favor Gustavo. Tenemos el Secadero-1002. Estos son los conductores. Estos serían los objetivos, son desviados los tres pozos. El Secadero-1000DES, este sería el conductor, este sería el objetivo y tendríamos el Secadero-1004DES. Estos son los que estarían perforando. Previamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pemex aquí tenía dos pozos que fueron productores. Este fue el pozo que salió invadido de agua y este es el esquema que tienen para el Plan de Evaluación. Si podemos ir a la que sigue por favor.

Ahora bien, ¿cuál es el resultado a este análisis? Pues que las actividades dan cumplimiento al Programa Mínimo de trabajo como ya vimos. De hecho lo exceden a las que tenían por contrato. Aquí mismo también se va a tener la actualización de modelo estático y dinámico para el campo, lo cual va a tener información relevante para el posible Plan de Desarrollo que se presente a futuro. Y también en esto, pues como ya lo mencioné previamente, el PMT o estas actividades asociadas a esta evaluación pues son el sustento para un futuro Plan de Desarrollo del área contractual.

Dicho lo anterior – si podemos ir a la última lámina – pues la Dirección General de Dictámenes de Extracción emite un dictamen en sentido favorable para esta modificación al Plan de Evaluación. Eso sería todo en cuestión de la exposición Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, yo tengo un comentario. Hay un pozo exploratorio en esta propuesta. ¿El contrato no dice que en caso de que hubiera algún área que se quisiera explorar tienen que presentar un Plan de Exploración?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, es posterior, es en la cláusula 5.6. De hecho si me permiten citarla dice, “si derivado de la conducción de las actividades petroleras el contratista determina la posibilidad de realizar un descubrimiento en horizontes distintos a las áreas evaluadas, podrá presentar una solicitud a la Comisión para llevar a cabo actividades de exploración”. Pero es posterior de realizar estas actividades. Ahorita van a hacer la evaluación de lo que ya tienen descubierto, que es Cretácico Superior, Cretácico Medio, van a tomar información de Cretácico Inferior y de la parte del Eoceno que lo están atravesando. Si derivado de esto ya tienen pues información adicional, pues estarían presentando este plan. De hecho este mismo cuestionamiento fue cuando se presentó previamente este plan en su primera aprobación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, yo sigo con la misma. El asunto es de que esto ya es una actividad de exploración. El pozo tiene objetivo exploratorio y desde mi punto de vista si ya derivado de sus actividades – es decir, de la interpretación sísmica – ellos están viendo una oportunidad exploratoria con un objetivo diferente a la formación a la cual ya están desarrollando, desde mi punto de vista el pozo debería de estar en un Plan de Exploración. Porque ahorita está en un Plan de Evaluación, digamos de los de evaluación de desarrollo voy a ponerlo así. O sea, para el conocimiento del área para el desarrollo de diferentes, del yacimiento. Pero el yacimiento al cual van a perforar no es el yacimiento el que ya tienen conocido, ¿no? Entonces desde mi punto de vista creo que, independientemente que se pueda aprobar este plan adicional, o sea, periodo adicional, sí es importante decirles – como lo dije la primera vez, soy consistente – que el pozo, o sea, se tiene que presentar un Plan de Exploración. ¿No? O sea, porque es un pozo exploratorio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Bueno, de origen el pozo va a producir en la formación conocida como se menciona esa vez también. Va a Cretácico Superior y Cretácico Medio. Pero aprovechando que tienen esta actividad para no sesgar que digan, ¿sabes qué? Como tú nada más conoces Cretácico Superior y Cretácico Medio y ahí quédate, porque sería también no productivo en la parte económica, perforan un poco más, llegan a Cretácico en formación y no van a producir ahí. Lo que van a tomar es información que son registros y toma de núcleos. Y en Eoceno que es parte superior y todos los pozos van a atravesar el Eoceno y ahí toman esa información. Si derivado de esa información ellos detectan algo adicional, en términos de la cláusula 5.6 presentarían ya pues un Plan de Exploración para la cuestión del Eoceno y del Cretácico Inferior.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y pues también el contrato no se violenta porque ellos tienen derecho para la exploración y extracción en toda la columna.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, eso estoy de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces hagamos la precisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Haciendo la referencia a esta cláusula que usted señala.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- OK, correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario? Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tengo dos preguntas o dos inquietudes. La segunda es técnica, entonces la dejo para después. La primera es dicen que requieren un periodo adicional porque están retrasados con cuestiones que tienen que ver con permisos, con cuestiones, y así está la redacción con tres niveles de Órgano de Gobierno. Al parecer esto como que ha sido una constante en algunas de las empresas. Nos podrían ampliar un poquito más eso y obvio el contrato dice que para que nosotros podamos otorgar una ampliación pues tienen que sumarle 4,000 unidades de trabajo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es correcto, las unidades equivalentes a un pozo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La primera inquietud es saber un poco más acerca de estas complicaciones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, en cuestión de las complicaciones sobre todo fue por el Sistema de Administración, el SASISOPA, donde no podían ellos tener este y si al amparo de no tener el SASISOPA no pueden ejecutar actividades petroleras. Al día de hoy ya lo cuentan con ello, ya tienen ese permiso. Ya podrían estar ejecutando esas actividades.

Ahora bien, ya también por la parte de lo que es ASEA en cuestión de la MIA, solamente van a tener que actualizar porque cambiaron la localización de los pozos y así es *ex profeso*. Posterior a la aprobación de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los planes, se tiene que actualizar la MIA. Esa sería su siguiente paso que tendría que hacer el contratista y ya no tendría impedimento ahorita para poder ejecutar esas actividades, posterior a tener estos permisos de la MIA sobre todo.

Anteriormente no los tenían porque se retrasaron en este análisis tanto de la entrega de la información que no era consistente, retiraron un proceso, lo volvieron a ingresar y se fue postergando todo este proceso con las diferentes pues instituciones externas también a la Comisión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que la inquietud es que en la redacción dice que en los tres niveles de Órgano de Gobierno. Así está. Tres niveles de Gobierno.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ.- El nivel municipal tenían inconvenientes con los permisos de construcción de la pera, además de acuerdos con el dueño de la tierra. Esos son los tres inconvenientes que ha tenido principalmente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esa era la primera inquietud. La siguiente es pues lo que se nota y así fue explicado por el ingeniero Trejo. Se nota que hay un incremento muy importante en el estudio de núcleos. Si hacemos las cuentas más o menos de dinero en las 4,000 unidades de trabajo considerando el Brent a 66 dólares da una equivalencia como de 4 millones de dólares adicional al presupuesto original que traía.

Ya también ustedes explicaron que el presupuesto original estaba sobrado. ¿Verdad? Pero la diferencia que realmente vemos entre el anterior y el nuevo son 700 mil dólares, no los 4 millones de dólares. Y estudio de núcleos se lleva pues bastante, 2,200 unidades de trabajo porque pasan de 10 núcleos o de cantidad unitaria 10 a 88. Entonces la pregunta específica es se requiere todo esto y está bien el planteamiento de pasar de 10 a 88 o es un planteamiento para cumplir con lo que dice el contrato que hay que sumarle 4,000 a las que traíamos al inicio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No. De entrada, como les comenté, que a ellos de origen sin tener estos 80 estudios de núcleos ya cumplían y con creces el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

plan. De hecho si podemos ver la anterior. Si, el anterior que fue el que teníamos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El nuevo tiene que ser el anterior más 4,000.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Más 4,000 unidades. De hecho si podemos ver en pantalla ellos ya de origen tenían 4,600 por la base, 4,600 del 100% adicional, que eran un total de 9,200. En el plan original ellos postulaban 12,845. O sea, ellos ya tenían cerca de 3,800 más y ya nada más iban por un término, ahorita le preciso bien el tema, eran como 600 unidades las que tenían que cumplir. Ellos no están dejando de hacer los tres pozos, que es en el caso que en alguna de estas se ha cuestionado. Dejo de hacer un pozo y cumpla con núcleos, aquí no. Ellos van a hacer los mismos pozos. Pero como vemos, nada más tienen dos pozos en toda el área contractual que salieron productores, uno salió improductivo. Y los pozos que tienen uno está flanqueado hacia la parte oeste, uno está en la parte noreste y es donde van a tomar esta información. Van a también hacer la parte de Eoceno y Cretácico Inferior. Y aquí digamos que la cuestión que se ha preguntado si son núcleos de pared y combina. Aquí la ventaja es que también son núcleos de diámetro completo, son de 9 metros donde te permite hacer más estudios y aquí se tienen nada más 20 de pared. Entonces en la parte técnica sí lo vemos correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, nada más para terminar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que lo que hemos visto por ejemplo Malva también planteó 132 estudios de núcleo. También Calibrador y Mareógrafo, todos se fueron a hacer análisis de núcleos, como que al parecer es lo que todos los operadores están buscando hacer para cumplir con la cláusula que de alguna forma plantea que tienen que sumar al programa que traían y todo esto se hacía por una cuestión pues posiblemente no totalmente atribuible a ellos, ¿no? Entonces por qué tanto estudio de núcleo, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Para precisar. Calibrador y Mareógrafo todavía están en la fase de evaluación. Estamos viendo precisamente cuál es la disyuntiva a diferencia de estos. Malva tenía más o menos donde recuerdo de potencia para nuclear era alrededor de 70 metros y eran también dos formaciones. Era Eoceno que no tenían conocimiento y también iban por Cretácico y ellos iban a nuclear sobre todo el Eoceno que no tenían información existente previa. En este caso pues también van a dos formaciones.

Por el caso de Calibrador y Mareógrafo que todavía están en evaluación es totalmente un contexto diferente por la potencia que se va a nuclear y que van al mismo horizonte en la tesis que están presentando conocido. Entonces son dos vistas totalmente diferente entre estos a lo que estamos todavía evaluando y que se van a tener que pasar próximamente por Órgano de Gobierno.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, la tendencia es esa, ¿no? Incrementar el estudio de núcleos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GARPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es que el Comisionado Néstor señala ahí estudios de núcleo. El aprobado cantidad 10, 250 unidades; modificado 88, 2,200 unidades. Y hace rato comentabas Director como 8 tipos diferentes de estudios en los núcleos. Y hay una tabla, si se regresan a una tabla donde viene el detalle por cada pozo cuántos van a ser convencionales y cuántos van a ser de pared y otros orientados. Si te regresas o adelantas, no sé dónde está. Ahí. Ahí se ven los 88 que estamos diciendo.

Entonces si en el pozo Secadero vas a cortar un convencional esperando que se recuperen los 9 metros y un orientado, ahí vas a hacer 8 estudios. A lo mejor no sé si es 4 y 4, si es a todo el núcleo, no lo sé. Pero ahí no sé si podemos ver que a esos 20 que es en el Secadero-1000DES, esos 20 más el otro convencional más el otro orientado, ahí ya se van 68. ¿No? Pareciera que, bueno, no sé qué relación hay ahí, 4:1. O sea, si se le va a hacer a cada muestra de pared los 8 análisis que tú nos estas comentando, si tenemos detalle de eso y si realmente – como dice el Comisionado Néstor – a cada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muestra de pared en caso de recuperarse o a todos los 9 metros del núcleo convencional, a toda esa distancia se les va a hacer o esa longitud se les van a hacer los 8 estudios que están ahí para que podamos sumar todos ellos. Esa es yo creo que por ahí la pregunta si sí es necesario a cada muestra, a cada metro, estar haciéndole todos los estudios.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No. De entrada no se le hacen todos los estudios a todos los núcleos, hay combinación. De hecho por eso mencionaba hay núcleos que se van a hacer la presión capilar a plato poroso. Habrá otros núcleos que será con centrífuga, habrá otros con inyección de mercurio y esos van a ser pues una mezcla, es una combinación. No es que a todos se repita. A otros se les va a tomar permeabilidad relativa, se le va a tomar también muestras de láminas delgadas, se va a tomar porosidades. O sea, se va a hacer una combinación, no es que a todos se repiten. ¿Y por qué tenemos la mayor en el de 68? Porque bien el Eoceno no es conocido. Entonces el Eoceno es donde mayor núcleo se va a tener, que son los 20 son de pared, y es donde se haría el fuerte del análisis para esta evaluación. Y ya nada más en la parte que tenemos de Cretácico Inferior si vemos bien son un orientado, uno convencional que sería nada más para la parte más profunda. Digamos que lo fuerte es donde no conocen y donde históricamente no hay producción.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien, nada más para cerrar. Decías que de cualquier manera cumplen con las unidades de trabajo. O sea, es un Contrato de Licencia. A lo mejor va a sonar un poco fuerte, pero pueden gastar lo que quieran, ¿no? Entre comillas, porque al final la regalía nos la van a pagar por lo que lleguen a vender. Pero sí técnicamente y sobre todo en un plan tenemos que revisar si los costos y si la actividad es adecuada para el área que se va a evaluar. Y mi pregunta va con relación a los pozos. ¿Están dentro del rango de costos, se hizo el análisis de costos para ver que el rango pues sea el adecuado?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, de hecho se hizo el análisis. También se sacó, como en otras ocasiones, el costo por metro y por ejemplo el costo del pozo 1000 está en los 4.2 millones de dólares, lo que tendría un costo aproximado de 1,767 dólares por metro y es una profundidad de 2,400 metros. Para el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

1002 tiene un costo de 6.4 millones de dólares. Es más profundo porque va a 4,009 metros, lo cual da un costo en este es más eficiente de 1,600. Y para el 1004 está a 2,730 que es similar al 1000 y tiene un costo promedio de 1,531. O sea, eso es lo que estamos determinando y tendría un costo total de 4.1 millones. Entonces los dos pozos que están a 2,400 metros y 2,730 oscila en los 4.2 millones de dólares y el pozo que es más profundo que va a 4,009 metros pues es más caro y tiene 6.9 millones. Eso también se analizó y están en el rango de lo que hemos visto.

COMISIONADO GARPAN FRANCO HERNÁNDEZ.- Mi pregunta era si estaban en el rango, no tanto detalle de cada costo del pozo y el costo por metro. Es nada más si de acuerdo a ese tipo de pozos en nuestras bases de datos con las cuales analizamos cae en el rango, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, sí está.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Néstor y luego el Comisionado Héctor Acosta.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, efectivamente es un Contrato de Licencia. Las actividades las tienen que pagar ellos y no tanto mi idea era cuestionar el costo, ¿no? O el número total. Más bien es que nosotros estamos buscando en CNH maximizar el valor en este caso de Secadero. Pemex lo venía explotando y lo que buscamos es que los privados lo puedan acelerar. En otras palabras que los valores presentes neto, las tasas internas de retorno de estos yacimientos se incrementen. Entonces bueno, hemos estado por algún tiempo en el periodo de evaluación y ha habido complicaciones. No han podido avanzar lo que deberían y ahora estamos ante la situación de avalar una ampliación por otro año más, ¿no? A mí lo que me preocupa es que no estamos teniendo la rapidez con la que deberíamos la evaluación del Plan de Desarrollo.

El Plan de Desarrollo no lo vamos a tener hasta que no terminen el Plan de Evaluación y están haciendo cosas o actividades que no llevan todavía a tener la máxima capacidad de producción del yacimiento. Entonces por eso mi cuestionamiento. Y no solamente es una cuestión del operador, también es una cuestión ya dijeron de autoridades municipales, de otras autoridades. Entonces mi planteamiento es simplemente poner en la mesa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el que tenemos que ver cómo podemos acelerar esto. Y yo diría, como lo he dicho en otras ocasiones, mis mejores deseos para que encuentren más hidrocarburos y que muy rápidamente puedan traernos el Plan de Extracción.

La ley los protege, la ley les plantea que pueden tener su periodo de evaluación. Ahora van a tener una extensión en donde van a hacer muchos estudios, pero todavía no tenemos esa capacidad total de exploración del yacimiento. Es lo que me preocupa. Ese es el enfoque de por qué las preguntas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, y es correcto, totalmente de acuerdo. Nada más también hay que ver que cada tipo de campo que se les entregó tienen diferentes grados de madurez. Este si lo vemos pues es una madurez un poquito incipiente porque pues nada más tenía dos pozos. No tiene mayores números de infraestructura asociada, tiene construcción. Entonces contractualmente están cubiertos por la extensión y luego por el grado de madurez pareciera que esto es más de carácter exploratorio que de evaluación hacia el desarrollo. Sin embargo pues el contrato mismo marca esta extracción y le tenemos que dar estos hasta 12 meses y posteriormente ellos tendrán un periodo para presentar el informe de esta evaluación y después el Plan de Desarrollo que maximice derivado de esta toma de información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, nada más lo que quizás nos debería de preocupar no en este caso, sino quizá en otros, es que con los estudios de núcleos se quiera llegar al equivalente de un pozo que es lo que se exige para la ampliación del segundo periodo, del periodo adicional de evaluación. Que no es el caso, porque como nos decían pues solamente requerían de 600 unidades adicionales y los estudios que nos están presentando son de 2,200. Entonces pues pareciera pues que no va por ese lado y por lo tanto en lo personal a mí no me importaría pues en los términos en los que se están presentando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho nada más para precisar, son 303 las que ellos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

quedaban todavía a deber por la extensión, ya haciendo las cuentas. O sea, ya de origen ellos casi tenían el periodo inicial más un adicional. Ellos nada más podrían haber hecho 300 adicionales con el que ya tenían de origen, pero ellos todavía van a tener un incremental que se va alrededor de 1,500 más y no dejan de hacer pozos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y subrayando que es licencia.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Y que es licencia además.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado, gracias Director. ¿Algún otro 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.32.003/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A22/2015.

ACUERDO CNH.E.32.003/18

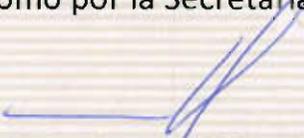
Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción XIII y último párrafo del citado artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato CNH-R01-L03-A22/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V., en relación con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:47 horas del día 29 de mayo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

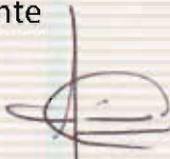
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



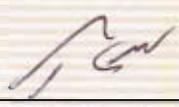
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



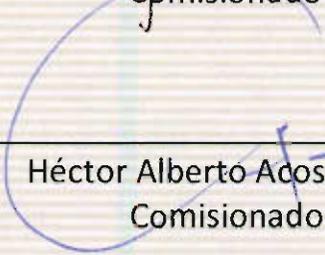
Alma América Porres Luna
Comisionada



Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



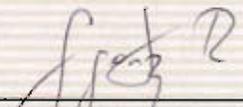
Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva