



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:07 horas del día 9 de mayo del año 2017, 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, 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 el licenciado Ernesto Beltrán Nishizaki, Director General Adjunto en la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Décima Séptima Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0247/2017, de fecha 8 de mayo de 2017, 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.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

La Comisionada Porres informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaría Ejecutiva, por lo que indicó que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, proponía al licenciado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ernesto Beltrán Nishizaki para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó al Secretario designado para esta sesión, sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0009-M-Tucoo-Xaxamani-01.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0009-M-Tucoo-Xaxamani-01.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Alma América Porres Luna, el Secretario dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, en su calidad de Comisionado Ponente.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Comisionada, Comisionados. Bueno, lo que les vamos a presentar hoy es una propuesta de la modificación de una asignación petrolera de exploración, una asignación petrolera que fue otorgada en el año 2014 durante el proceso de Ronda Cero que tuvimos y tuvo una modificación a principios de este año donde solamente se le agregó la meta de contenido nacional dentro de la asignación petrolera. Lo que vamos a ver hoy es esta asignación de exploración en la cual Petróleos Mexicanos está proponiendo la incorporación de más actividad.

Como ustedes recordarán, las asignaciones petroleras de la Ronda Cero, sobre todo las de exploración, tienen una vigencia de 3 años que vence en agosto del 2017 y que si desean un periodo adicional de exploración deberían de estar ya en el mes de mayo estar solicitando, porque en el título de asignación se señala que con 90 días de anticipación deberían estar presentando solicitud. Este todavía no es el caso. Entiendo que ya hay unas solicitudes dentro de la Comisión en las cuales se están pidiendo las ampliaciones de plazo. Esta es una asignación que – ahorita lo mostrará nuestro equipo técnico – al parecer está cumpliendo con el programa mínimo, tiene las condiciones digamos como para solicitar un periodo adicional de exploración, pero por el momento nos vamos a enfocar en la solicitud que está haciendo Petróleos Mexicanos sobre la modificación del plan. Y a continuación los ingenieros Faustino Monroy y Felipe Ortuño, más bien los doctores, nos estarán presentando el análisis técnico que realizaron, las consultas que se hicieron con la Secretaría de Economía, la consulta que se hizo con la ASEA y obviamente el proceso que se llevó a cabo dentro de la Comisión trabajando muy fuerte con los equipos legales y económicos de la Comisión para esta propuesta que les vamos a presentar. Adelante doctor Faustino.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Si pasamos a la siguiente, con su permiso Comisionada, Comisionados, buenas tardes a todos. Voy a darles nada más la generalidad de esta asignación AE-0009-M-Tucoo-Xaxamany-01 de Petróleos Mexicanos. Se encuentra localizada en aguas someras en una batimetría de 20 metros hasta 60 metros frente a las costas de Tabasco



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y de Veracruz. Esta asignación se encuentra en las Cuencas del Sureste, en la provincia geológica salina del Istmo. En esta asignación se han descubierto cuatro campos de aceite ligero en plays que van del Plioceno Medio, Plioceno Inferior y Mioceno Superior. El último, que fue descubierto fue en el 2016, fue el más grande, es el Teca-1, el cual tiene ahorita 172 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reserva 3P. A parte, en esta asignación Petróleos Mexicanos tiene 10 oportunidades visualizadas y dos localizaciones, que son Octli que está aquí y la otra que se llama Cahua. Estas localizaciones es el motivo básicamente de la solicitud de modificación de Petróleos Mexicanos. Ellos quieren perforar estos dos pozos.

La etapa en la cual se encuentra esta asignación es una etapa de incorporación de reservas. Se han descubierto ya esos yacimientos que se tienen en esos campos, pero aparte quieren perforar cuando menos estas dos localizaciones. La infraestructura que ustedes ven aquí en tierra está muy cercano, aproximadamente a 14 km de la localización Cahua-1, que esto hace que efectivamente pensando en un futuro la infraestructura está muy cercana. Ahora, ¿cuál es el motivo principal de la modificación a parte de los dos pozos? Bueno, es incorporar más reservas, darle mayor valor a esta asignación y obviamente reducir el riesgo geológico en ella planteando a futuro un desarrollo de toda esta área. Entonces hay recursos prospectivos de aproximadamente 490 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en estos casi 970 km cuadrados de asignación. Entonces, con el permiso de la Comisionada doctora Porres, voy a pasar la palabra al doctor Felipe Ortuño Arzate – que es Director General de Dictámenes de Exploración – para que nos explique el detalle de esta solicitud de Petróleos Mexicanos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Ortuño.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Gracias Comisionada, con su permiso Comisionados. Para continuar con la presentación, en la siguiente, yo me quisiera referir a la línea de tiempo con respecto al análisis de estas modificaciones solicitadas por PEMEX. En una primera etapa iniciamos, bueno, con la modificación del título de asignación el 26 de enero de 2017. No obstante que el inicio del periodo inicial de exploración fue justamente en agosto de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2014. Esta modificación obedeció a una reducción del área como lo vamos a ver en los mapas más adelante. En enero de 2017 PEMEX presenta la solicitud de modificación del plan de exploración. Entonces, de acuerdo con esto y con la información proporcionada, se hace una prevención por información faltante o inconsistente, pero se informa también a la Secretaría de Economía para el programa de cumplimiento de contenido nacional y a la ASEA para el programa de administración de riesgos. Una vez cumplido con la prevención de la información faltante o inconsistente, PEMEX atendió la prevención y proporcionó todas las aclaraciones solicitadas, de tal manera que con esa información adicional se hizo una declaración de suficiencia de información que comprendía suficiencia de información justamente de la información adicional proporcionada por PEMEX pero también de la información proporcionada por la Agencia y también por la Secretaría de Economía. Entonces, después de la declaración de suficiencia de información con estos elementos, pasamos justamente desde el 21 de marzo al 4 de mayo a la evaluación y dictamen de modificaciones al plan de exploración sometido para consideración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. De tal manera que nos encontramos en este momento, 9 de mayo, en Órgano de Gobierno y se está sometiendo a consideración la opinión técnica-económica del área técnica.

En la siguiente lámina por favor. Ya viene. Bueno, en la siguiente lámina vamos a hacer una descripción muy sucinta de las actividades exploratorias realizadas durante los dos primeros años del periodo inicial de exploración 2015-2016 puesto que es conveniente realizar una comparación de lo que se aprobó inicialmente y de las modificaciones al plan de exploración que se están presentando. De 2015 a 2016, vamos, PEMEX está planteando justamente el ejercicio, la ejecución de estudios, procesado sísmico y pozos. Y, vamos, si lo cuantificamos serían 10 estudios, 4 estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, 1 estudio de prueba de prospectos que lo vamos a ver también en el cronograma con mayor detalle, 3 VCDSE de pozos, 2 estudios geofísicos, geotécnicos para posicionamiento de los pozos a perforar y en la parte de sísmica 502 km cuadrados de migración en profundidad y 665 km cuadrados de migración en tiempo. Además, durante 2015-2016 se hizo la perforación del pozo Teca-1, llegando a una profundidad de 3,569 metros bajo el nivel del mar. Este pozo Teca-1 fue exitoso y resultó productor de aceite y gas en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

horizontes del Mioceno Superior y Plioceno Inferior, descubriendo cinco yacimientos, cuatro en el Plioceno Inferior y 1 en el Mioceno Superior. La calidad del aceite encontrado en este caso es de 40 grados API en este campo descubierto. En este momento o en este año, PEMEX está procediendo a la certificación de la incorporación de reservas en un volumen de 172 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. PEP manifiesta que esta certificación se encuentra justamente en proceso.

Aquí tenemos, vamos, en este mapa se puede observar la asignación y el cubrimiento en sísmica que fue lo principal que llevó justamente a hacer la determinación de la localización del pozo Teca-1 y al descubrimiento que se encuentra en una trampa combinada estructural estratigráfica que choca contra falla y está soportada por un levantamiento provocado por la tectónica salina.

En la siguiente lámina, podemos observar las actividades exploratorias 2017, que son las que básicamente representan las mayores modificaciones que está planteando PEMEX en su plan. En estudios está planteando una prueba de prospecto que sería el pozo Octli-1, una caracterización inicial de yacimientos para el campo ya descubierto, el campo Teca. En procesamiento sísmico 3D 566 km cuadrados adicionales de AVO en el cubo Santa Ana y la perforación de dos pozos, uno llamado, una localización llamada Octli-1 y una localización llamada Cahua número 1. La primera con dos objetivos y la otra con un objetivo. Los tres objetivos estarían situados justamente en el Plioceno Inferior. De tal manera que estos dos escenarios operativos los está planteando la empresa productiva del Estado, aquí tenemos, vamos, tenemos el cronograma en donde en el escenario 1 está planteando la perforación de los dos pozos. Los dos pozos se estarían perforando y habría una etapa en el tiempo de digamos de perforación paralela de acuerdo con la disponibilidad de los equipos de perforación. En dado caso de que se presentara alguna contingencia, entonces PEMEX está presentando la perforación solamente del pozo Octli.

Entonces, aquí tenemos el mapa en donde están los campos ya descubiertos. Este campo Teca fue descubierto como lo había mencionado en el 2016 y los otros campos fueron descubiertos, si no me equivoco, en 2003. Entonces aquí tenemos Octli-1 y Cahua-1. Estas localizaciones obedecen a que se encuentran en unos alineamientos de cuerpos de Talud



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y de Canal que estarían alineados a la línea de costa y que, vamos, con la perforación del pozo Teca-1 y el descubrimiento del campo pues se esperaría, PEMEX esperaría... PEMEX manifiesta que tienen unas grandes oportunidades con probabilidades geológicas que varían de 31% a 37%. 37% para Octli y 31% para Cahua-1. En la siguiente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más una precisión cuando dijiste “consistencia” para el escenario 2. ¿A qué se refiere la consistencia? ¿Es nada más al equipo de perforación que les hace falta para hacer el segundo pozo o hay otra contingencia?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Los dos pozos fueron determinados en función del procesamiento sísmico que se hizo, de tal manera que iniciarían la perforación del pozo Octli-1 y paralelamente Octli-2 en función – manifiesta PEMEX – de la disponibilidad y movimiento de equipos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿De un segundo equipo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De un segundo equipo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues eso es lo que usted le llama “contingencia”, que no estuviera el equipo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Si, que no estuviera el equipo, así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y otra pregunta. Nos puede un poco detallar el Cahua-1. El Cahua-1 está alrededor de muchos pozos que resultaron improductivos. ¿Qué ventaja tiene ese Cahua-1 que sea diferente a ese canalito que se ve ahí de localizaciones?.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Vámonos a la siguiente por favor. A la siguiente para contestarle la pregunta. La siguiente aunque tengamos que regresar, por favor. Bueno, aquí tenemos las dos secciones sísmicas. Aquí tenemos la localización Octli-1 y la localización Cahua-1. Aquí vemos en la localización



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Octli-1 tiene los dos objetivos, el objetivo uno, el objetivo dos y entonces vemos en esta sección en posición adecuada para ver la estructura, pues es una estructura anticlinal que más abajo está nucleada por sal. No se van digamos hasta el Mioceno porque justamente el Mioceno ya está en una profundidad mayor y además en una estructura sinclinal, de tal manera que esta, digamos, el procesamiento sísmico arroja propiedades adecuadas para el Octli-1. Ahora bien, vamos a Cahua-2. En Cahua-2... a Cahua-1, perdón. Vamos a Cahua-1 y entonces es una secuencia también de Talud y de Canal, una intercalación de areniscas y de lutitas que tendría correlación con los sedimentos almacenadores, con las facies almacenadores localizados en Teca. De tal manera que el paquete sedimentario va justamente a montarse sobre un domo de sal. De esta manera existen varios yacimientos que están asociados a un sello lateral por la sal, e inclusive hay estos horizontes, estas facies, en principio almacenadoras que inclusive se montan a la estructura.

Ahora bien, ¿qué pasa del otro lado? No tenemos la imagen. Los pozos que no resultaron exitosos en los 70s, que son los que aparecen en el mapa...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Los Gaviota.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Los Gaviota y otros, son 6 pozos. Esos pozos fueron perforados en los 70s con sísmica 2D con mucha menor resolución. Y entonces del otro lado viene una caída, viene una falla que va sobre el cuerpo de sal, de tal manera que desorganiza – digámoslo así, desorganiza – el paquete sedimentario de esas facies almacenadoras. Entonces, a la luz de la información actual, a ello se debería digamos el no éxito de los pozos, los seis pozos que fueron perforados del otro lado del pozo, del otro lado del domo salino del pozo Cahua-1.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Mi preocupación es porque luego cuando hablamos de Cahua-1 se compara con Teca. Y Teca pues está hasta el norte y los de Gaviota pues son los más cercanos aquí. Pero si ustedes ya analizaron que con nueva información sísmica lo que presenta PEMEX técnicamente nosotros en la Comisión decimos que si es factible esa probabilidad geológica con todos los riesgos que involucra de exploración, yo me quedo tranquilo. Está bien.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Ok. Si regresamos por favor dos o tres. Si, en la siguiente por favor. Entonces aquí vemos en general las modificaciones al plan. Aquí tenemos el compromiso mínimo de trabajo. El compromiso mínimo de trabajo está en verde, el escenario uno modificado está en gris oscuro y el escenario dos modificado está en gris claro. Obviamente en sísmica no hay cambios, se mantiene lo que se había planteado. ¿Quieres hacer una aclaración? Por favor.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí, una pequeña precisión respecto al procesado de la información sísmica. El CMT con el plan que está trabajando actualmente PEMEX contempla 920 km cuadrados de procesado sísmico, mientras que en la modificación que propone PEMEX en ambos escenarios este procesado aumenta a 1,733 km cuadrados. Es la precisión.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Es verdad, en ambos escenarios. Y aquí también en metas físicas en ambos escenarios en donde se tenían planteados originalmente tres... tres estudios, se incrementa en ambos escenarios a 12 estudios exploratorios. De tal manera que ahora bien donde aterriza todo este procesamiento sísmico y la interpretación sísmica, los modelos geológicos y los estudios VCD se tenía contemplado un pozo en el plan vigente. Entonces, de acuerdo con el escenario, sube a tres o bien sube a dos y es lo que ya vimos. Aquí, vamos, este círculo, está ilustrando justamente Teca-1 que resultó exitoso. El escenario uno que al término del periodo inicial de exploración tendría pozos perforados, Teca-1 que ya resultó productor y Octli-1 y Cahua-1, que tienen un pronóstico de incorporación de reservas con probabilidades geológicas relativamente altas. Y en caso de que sea el escenario uno, pues entonces sería nada más Teca-1 y Octli-1.

Ahora bien, en inversiones pues las inversiones más importantes se encuentran justamente en los pozos. En el plan vigente son 477 millones. Si es el caso del escenario dos, es decir la perforación de los dos pozos, esto se va a 1,628 me parece.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 20.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- 1,620. Y si es el escenario uno se va a 1,129. Ahora, ¿cuál sería digamos el recurso de inversión durante todo el periodo inicial de exploración, durante todo el periodo inicial de exploración? PEMEX estaría pasando de un plan originalmente planteado en la última modificación con una inversión de 557 millones a un escenario uno con perforación de dos pozos adicionales en 2017 de 1,547 y de 1,256.

En la siguiente lámina tenemos el cronograma de actividades. Entonces aquí estamos viendo digamos la película completa. Lo que ya pasó en 2015 y 2016 y lo que está por pasar en 2017, es decir, en donde están las principales modificaciones que está solicitando PEMEX. De tal manera que en el procesamiento de información sísmica aquí tenemos las migraciones en profundidad, los estudios AVO y la migración en tiempo. Generalmente, aquí están dos estudios de cada uno de ellos, dos procesos. En estudios exploratorios tenemos los geofísicos-geotécnicos para localización de los pozos. Tenemos cuatro estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos de donde resulta justamente la selección de Octli-1 y de Cahua-1 y además también de Teca-1. Tenemos tres estudios VCDSE para la perforación de los pozos. Aquí se integran los estudios que soportarían la perforación de los pozos. Tenemos la prueba de prospecto de Teca-1. Y en 2017 en donde están las mayores modificaciones al plan, un estudio de AVO, tenemos la prueba de prospecto que sería Octli-1, la caracterización del campo Teca que está pendiente y finalmente la perforación del pozo Cahua-1.

En la siguiente, por favor. En la siguiente, bueno, vimos justamente la justificación de la localización de los dos prospectos, de las dos localizaciones, en donde tenemos un recurso prospectivo para Octli-1 de 41 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a la media con probabilidades de encontrar aceite ligero y en Cahua-1 un recurso prospectivo de 38 millones de barriles de petróleo crudo equivalente también con un pronóstico de encontrar yacimientos de aceite ligero. El objetivo como está planteado aquí es comprobar la continuidad estructural del play del Plioceno Inferior. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí tenemos los recursos prospectivos y el pronóstico de incorporación de reservas. Tenemos justamente aquí sin riesgo y con riesgo. Aquí tenemos Octli-1 y voy a mencionar solamente las cifras que se ponen acá digamos en su total. Octli-1 tendría con riesgo los 27 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recurso prospectivo. Y este es en Octli-1 y Cahua-1. Es en los dos, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Y aquí sería solamente el escenario uno, Octli-1, que sería solamente 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Entonces aquí tenemos este pronóstico de digamos de incorporación de reservas ya con riesgo. Y por otro lado también tenemos si visualizamos hacia atrás el resultado de la perforación del pozo Teca-1 con digamos el haber encontrado cinco yacimientos, se menciona también que habría ya a este momento 172 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que estarían en proceso de certificación. En la siguiente por favor. Ahora viene el programa de inversiones y la evaluación económica. Y si me lo permiten, yo le pasaría la palabra al ingeniero Jesús para que continúe con la presentación. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Buenas tardes Comisionada. Con su permiso, con su permiso Comisionados. Con lo que continuaríamos sería con la presentación del análisis del programa de inversiones y la validación de la evaluación económica que hizo PEMEX Exploración y Producción sobre la modificación al plan de exploración que está propuesto para esta asignación. Entonces lo primero que vamos a ver sería una descripción del programa de inversiones y luego vamos a ver como se compara esto contra un rango de referencia que construimos en la Comisión. Y posteriormente en el segundo punto veríamos la validación de las premisas y la presentación de los indicadores económicos por parte de PEP.

Como saben, la metodología que utilizamos siempre es utilizando el catálogo de costos de la Secretaría de Hacienda y analizamos las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversiones hasta el nivel de sub actividad, si bien las tenemos presentadas hasta el nivel de tarea. Entonces, como saben, la actividad petrolera en que nos encontramos sería exploración y esta tiene siete sub actividades, las cuales no necesariamente todas tienen que estar presentes en una modificación. Continuamos.

Para todo el periodo inicial de exploración considerando el escenario uno presentado por PEP en el cual se perforarían dos pozos, la inversión total sería de alrededor de 94 millones y medio de dólares. De esto pues como pueden ver el 91%, casi 91.5%, corresponde a la perforación de los pozos. En el escenario dos obviamente por ser solo la perforación de uno de los dos pozos sería de 67, casi 68 millones de dólares y también la distribución es semejante a la anterior en la cual la perforación de los pozos abarca casi el 90%. Ahora, ¿cómo hacemos nosotros el análisis? Dado que las actividades de 2015 y 2016 ya ocurrieron y nosotros en realidad solo estamos modificando, estamos analizando una modificación que se presentó a la Comisión más recientemente, entonces nosotros sólo hacemos el análisis sobre las actividades que corresponden a este año. Si bien estamos presentando todo para que quede registro y para que quede asentado que es lo que se plantea invertir durante todo el periodo inicial de exploración.

En la siguiente diapositiva podemos ver el comparativo que realizamos contra un rango de referencia. Estos 62 millones 730 mil dólares serían los programados a invertirse en el 2017 y el rango de referencia abarca de los 54 millones a los 73 millones de dólares. Y en el escenario dos el rango de referencia está de los 27 millones 600 mil dólares a los casi 38 millones de dólares y lo que propone PEP como programa de inversión para este año sería de 36 millones de dólares. Por lo tanto en ambos escenarios se considera que es económicamente viable, que está dentro de los rangos de referencia dadas las mejores prácticas internacionales.

En la siguiente diapositiva podemos observar las premisas que están presentando por parte de PEP. Lo primero sería algunos datos, la tasa de descuento del 10% que es estándar internacional, un tipo de cambio de 18 pesos con 50 centavos por dólar, la equivalencia gas- petróleo crudo equivalente que es por Ley 5.15, el precio promedio del aceite sería 62, casi 63 dólares, 4.85 dólares por millones de BTU y 50 dólares de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

condensados. La producción que se está aquí considerando, estos 34 millones y estos 23 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en cada uno de los escenarios solo están considerando del presente, de 2019, cuando se podría comenzar a producir hasta el 2039 que es cuando tiene vigencia la asignación. Es decir, PEP presenta un escenario más alargado. Sin embargo, como eso ya estaría fuera de la vigencia de la asignación, eso nosotros no lo tenemos considerado.

Y en la siguiente diapositiva presentamos el principal indicador económico que es el valor presente neto antes y después de impuestos. Como pueden ver, en ambos casos es mayor a cero, por lo tanto la tasa interna de retorno sería mayor al 10%, por lo tanto también se considera como económicamente viable. Esta sería la opinión sobre los indicadores y sobre el programa de inversiones que presentó PEP.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Comisionada. ¿Los datos de los precios del aceite, del gas y condensado de dónde vienen?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Esos son datos que presenta PEP, son pronósticos de PEP. Ellos nos presentan un vector de precios a lo largo del tiempo y nosotros lo que presentamos aquí es nada más la media, pero ellos lo tienen por año.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Y ellos lo referencia a qué?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- No, ellos son pronósticos que tienen particulares de PEP. Es decir, son pronósticos de precios que ellos podrían estar observando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, perdón. De hecho en PEMEX cuando yo trabajaba ahí había una gerencia de precios. No sé si ellos siguen y son los que emiten digamos las premisas económicas. Y lo hacen con base a las proyecciones de precios que hay del West Texas, del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Brent y lo meten a la calidad que posiblemente se encuentren de este tipo de descubrimientos. Ya hemos platicado que pedir un valor presente neto en un proyecto exploratorio donde apenas se va a tomar sísmica, se va a perforar un pozo, se supone que va a descubrir reservas, se le hace un posible plan de desarrollo, se le pone un supuesto perfil de producción, unas inversiones y cierta actividad, la única certeza que se tiene es que ese VPN no se va a cumplir. Entonces se hace un estimado, unas aproximaciones para verlo.

Hemos platicado que hay que ir evolucionando a tener ciertos indicadores, sobre todo en este tipo de proyectos de alta incertidumbre para poder medir su desempeño. Pero así ahorita se miden parejos todos y así se estiman. Estos precios que ahorita estima Petróleos Mexicanos pues al rato ya tenemos 49 empresas petroleras aquí y tenemos que empezar a definir quién es el que va a establecer las premisas económicas para hacer las evaluaciones económicas de todos los proyectos en el país. Ahorita tenemos ese, pero ya tenemos que estar a lo interior, no sé si aquí en la Comisión o alguna otra entidad que tiene que dar esos valores para hacer los cálculos económicos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Aquí nada más completando, perdón Comisionado, completando con lo que comenta el Comisionado Franco este vector de precios, si bien es el que presenta PEP, está en el orden con diferentes consultores privados. Que nosotros no hicimos una consulta, sin embargo, tenemos acceso a información que ellos publican.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nada más en el sentido de aclarar más. Cuando dan estos valores, ¿son valores promedios del tiempo estimado de vida del yacimiento? o ¿Son los que existen ahorita? O sea, ¿cómo los debemos de considerar? ¿O son precios deflactados a valor presente?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Sí, todos los precios son reales, en términos reales. Es decir, no se considera inflación y no se considera... bueno, todo está considerado digamos en términos nominales, perdón, en términos reales durante el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tiempo y después nosotros todo lo traemos a valor presente neto descontando al 10% anual.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea ustedes, para entender otra vez, ¿ustedes esperan que el valor promedio sea de 62 dólares y luego lo van a deflactar al valor presente neto?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Exactamente. A la hora ya lo que se deflacta pues son los vectores, son los flujos de caja, son los que se traen a valor presente neto, ya descontando los costos y descontando también en el caso los impuestos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Doctor, cuando dices "nosotros consideramos" es más bien PEMEX. PEMEX está considerando esos precios. Nosotros aquí con nuestro equipo técnico del área económica ellos toman esa premisa que ven aceptable por lo que ahorita comentaba el ingeniero Jesús de que ve precios internacionales en las bases y pareciera que sí va a andar del orden, que es una premisa, y hacen los cálculos. Pero los precios, insisto, los está poniendo ahorita el operador. Debemos ir más adelante cuando tengamos todos los operadores como vemos que realmente sea adecuado a la calidad de crudo, el tipo de gas que vamos a posiblemente extraer de ahí para establecerlo. No sé, no me queda claro, si la CNH o alguna otra entidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. Para efecto de tener una explicación más clara en el dictamen técnico, en el punto dos del dictamen técnico relacionado con la descripción de las inversiones programadas, en la página 26, se hace una presentación del compromiso mínimo y de los dos escenarios. Es decir, lo cual nos permite saber exactamente cuáles son las modificaciones. Sin embargo, cuando nos vamos a las inversiones, ya no se nos dice la inversión o por lo menos en lo escrito en el documento ya no se expone la inversión del compromiso mínimo de trabajo para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contrastarlo con el escenario uno y el escenario dos. O sea, manifiesta pues que en el escenario uno son 94.4 millones de dólares y el escenario dos 67.8 millones de dólares, pero nunca hace referencia – por lo menos en este documento – de cuánto era el compromiso mínimo de trabajo en materia de programa de inversiones.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Antes, la verdad no recuerdo, perdón Comisionado, la página en la que podríamos encontrar esa información. Sin embargo en una parte más arriba, en la parte más bien técnica, ahí se hace un análisis comparativo contra el compromiso mínimo de trabajo en el cual se especifica cuál sería lo modificado, que de hecho es lo que presentó hace unos momentos el doctor Ortuño. En la página 13 me decía acá el ingeniero Martínez.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Entonces, solo como recomendación me parece que sería para efectos de explicación del propio documento más adecuado que en este mismo punto – en el dos, que estamos hablando de inversiones – se establezca cuál era la inversión original comprometida por Petróleos Mexicanos en esta asignación y luego contrastarla como aquí lo hacen con los dos escenarios. Me parece que sería mucho más práctico tenerlo en el mismo punto.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Tomamos nota y lo haremos así en próximos dictámenes. En específico habría que ajustar varias cuestiones, por ejemplo que el programa o el compromiso mínimo de trabajo no fue presentado en dólares, fue solamente presentado en pesos. Necesitaríamos ver el cambio en el tipo de cambio y ver las razones por las que se presentaría así, pero creo que sería una buena incorporación.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pero aquí, digo, no habría problemas que estuviera en pesos. Digo, para tener completo el cuadro y yo lo que recomendaría es que no fuera para el próximo dictamen, que fuera en este mismo dictamen.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Perfecto. Lo tomamos en cuenta y lo modificamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es completar la tabla.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exacto.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Está bien, sí. Si, si, está bien.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho en la pantalla está mostrando el plan de exploración vigente y las modificaciones al plan de exploración en sus escenarios uno y dos. Y en la resolución que les estamos presentando nosotros viene esa tabla donde...

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Viene en actividad.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Viene en actividad y en monto en la resolución.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ah, en la resolución. Por eso digo, pero si en el contenido del documento en el punto dos donde estamos tratando de hacer el contraste me parece que sería más didáctico tenerlo aquí mismo. ¿Si?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- De acuerdo, hacemos la modificación, modificamos el dictamen con gusto.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me nació una duda que obviamente no aplica en este momento porque ahorita estamos viendo la normatividad vigente. Si una empresa, en este caso PEMEX, ve oportunidades muy buenas y decide ir más allá del compromiso mínimo de trabajo yo creo que debería como que notificar, no es que pedir autorización, porque entonces estamos retrasando el programa de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción varios meses y eso podría tener un costo muy elevado. Entonces yo no sé si poner sobre la mesa un cambio a la normatividad en ese sentido, de que si vas a invertir más de lo que estaba originalmente propuesto sea un aviso, no una autorización. Pero sé que hay que cambiarlo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Voy a contestar yo. Es parte. Efectivamente creo que dentro de los lineamientos actuales que se tienen a nivel de los planes en general hay áreas de oportunidad que se están viendo, y sobre todo en ese sentido, que se tendrán que trasladar a los lineamientos para que este tipo de observaciones como la que está haciendo el Comisionado Moreira puedan quedar plasmadas y cuando sea para mejorar digamos un área de exploración no tenga que venir a modificar un plan, con los tiempos que eso contiene, y que sea solamente un aviso.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- En efecto. Como en este caso se vieron mayores oportunidades en la asignación, entonces en 2016 incrementó los estudios y el procesamiento buscando jerarquizar aquellos prospectos de mayor importancia, pero permanecieron en el umbral del 20%, de tal manera que siguió con sus actividades. Y tal vez interpreto yo justamente la solicitud de modificación es para incrementar más allá de ese umbral permitido las inversiones y perforar como en este caso dos pozos adicionales o un pozo adicional.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, muchas gracias doctora. Dos puntos. El primero es la parte económica. Ya se hizo el comentario de que refleja un comportamiento, un vector de tiempo. Pero hay un desglose ahí medio, como que demasiado específico y creo que fue lo que le generó alguna inquietud al Comisionado Moreira. Porque no sé si la buscan por ahí la lámina, pero habla del precio del gas, el precio del aceite y el precio del condensado. Entonces bueno, la verdad es que tener esos precios ayuda para hacer análisis económico y eso está muy bien desde el punto de vista documental, pero en las plataformas no se vende



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el aceite y el condensado por aparte, todo se mete en la misma tubería y entonces, bueno, son detalles que finalmente no afectan el análisis. Yo no puedo estar más de acuerdo que se haga la aprobación de esta propuesta por parte de PEMEX.

Y paso al segundo punto que es una inquietud que seguramente el doctor Ortuño me pueda contestar o cualquiera de ustedes. ¿Por qué si tienen un yacimiento que se llama Teca-1, que fue perforado, terminado de perforar, en marzo de 2016, por qué no invertir en la lógica de lo que es la cadena de valor de la exploración? Y bueno, pues ya evaluaron el potencial, encontraron reservas en este campo Teca-1, hablan de 172 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y entonces lo que seguiría es pasar a la etapa de... a la tercera etapa de exploración que sería delimitar. ¿Pero por qué en lugar de ir a delimitar pues perforan nuevos prospectos? ¿Cuál es la lógica y cómo maximiza eso el valor? Que es el planteamiento también del doctor Moreira. ¿Eso es el escenario más adecuado o habría otros escenarios? A lo mejor eso lo analizaron técnicamente en donde se hace la propuesta primero de delimitar Teca para en la medida de lo posible acelerar la producción porque ahí ya tenemos aceite. Y es obvio también que, al incorporar, ojalá salgan productores estos dos pozos, el Octli y el Cahua, pues lo que va a permitir también es generar infraestructura con un valor que puede repartirse en los tres proyectos. Eso también es mucho muy importante. Pero que es lo que nos pueden comentar en relación a la lógica de la cadena de valor en la exploración de esta área. Son 970 y tantos km cuadrados, hay un descubrimiento en marzo y también otra cosa que me llama mucho la atención es que apenas pasaron 9 meses y apenas van a caracterizar según el diagrama de Gantt que nos presentaron. O sea, terminan en marzo de 2016 y en diciembre de 2016 empiezan a tratar de caracterizar. ¿Cuál sería el comportamiento? Obviamente no cambia nada de lo que ustedes nos han presentado, pero para tener un poquito más de idea de por qué están planteando estos escenarios.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, quiero comentar. Las facies productoras aquí como sedimentos son un poco erráticas, se necesitan estudios más a detalle. Por eso ellos están haciendo AVO ahorita. El AVO lo que necesitan es calibrar precisamente con los resultados de los pozos. Entonces están en ese estudio de caracterización, lo tienen ya, ahorita están haciendo la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caracterización, de hecho desde diciembre del año pasado, junto con ese AVO para hacer esta calibración. Una vez que se tenga la caracterización de Teca ya completa, entonces sí van a ver si efectivamente los volúmenes, la parte geológica, permite un delimitador o requiere más bien un delimitador. Es decir, sí están llevando la cadena de valor. El pozo, el descubrimiento, lleva a la caracterización, a hacer los modelos estáticos y en parte los modelos dinámicos y después de ahí decidir si delimitan. Entonces están en esa etapa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero hay un espacio sin hacer nada entre marzo de 2016 y diciembre de 2016, porque el Gantt es lo que nos dice: Que terminan en marzo y que en diciembre empiezan la caracterización. Posiblemente entonces no refleje exactamente lo que está pasando. Ahí tienen en Gantt en alguna de las láminas.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si pasas por favor. ¿Cuál es?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El diagrama de Gantt. Antes.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Es en la siete.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya te pasaste.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Aquí dice que el pozo Teca-1 terminó como en marzo-abril de 2016, que es el que está abajo donde dice perforación y terminación de pozos. Y la caracterización de Teca está en el rojo en la tercera columna e inicia en diciembre del 2016, entonces eso es lo que llama la atención. Porque pasó tanto tiempo y están caracterizando apenas y no siguen con la siguiente etapa que es delimitar Teca.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- La prueba de prospecto es lo que continúa con Teca. Es decir, una vez que se termina la perforación y paralelamente durante la perforación pues adquieren información. Adquieren información de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

registros, adquieren otro tipo de informaciones que integran y que, vamos, están generando o preparando información para abordar la caracterización del campo Teca. Es decir, el campo Teca va desde esta fecha, pasan por la prueba de prospecto que ya va PEMEX para llegar a la caracterización del campo Teca. Es una actividad continua. Y a la vez durante ese periodo de tiempo estaban haciendo la identificación, evaluación y selección de los prospectos que finalmente resultaron en las localizaciones que están proponiendo para este año. ¿Si? De tal manera que esta caracterización viene alimentada por este estudio, por la prueba de prospectos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un poco la pregunta iba sobre el mismo punto que comenta el Comisionado Martínez en el sentido de Teca, sobre todo porque según comentaron están haciendo el procedimiento de certificación por los 172 millones de barriles en esa área. Y bueno, es un comentario y creo que, si deberíamos de poner o incluir algo en el dictamen técnico referente a esto, porque finalmente si el pozo Teca resultó productor sería conveniente que siguieran el proceso. Que como bien lo mencionan, o sea, va a venir la parte de caracterización de Teca y van a hacer o van a proponer los pozos delimitadores, pero que ese proceso se vea reflejado en el plan. Y la posibilidad de la próxima modificación que puedan hacer de esta asignación y del plan de exploración venga con esa consideración de que los pozos delimitadores del yacimiento Teca, en este caso, puedan ser incorporados esos pozos para que igual se le puedan incorporar las reservas de acuerdo a esta certificación que estén manejando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Creo que ahí de esta manera se ve como un gap como dice el doctor. ¿Qué hicieron ahí? Oficialmente estas reservas no han sido notificadas a la CNH, sin embargo PEMEX ya confirmó que ya están certificadas estas reservas. Entonces, sí tuvieron ese flujo de trabajo de certificación, pero sería cuestión de ponerlo en el plan, ¿no?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Si, nada más para complementar esas observaciones. Como comentaba el doctor Felipe, estas actividades son continuas de la prueba de prospecto asociado a Teca



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a la caracterización del campo. Y adicionalmente a esto, PEMEX en el plan de exploración ya reporta su intención o manifiesta su intención de perforar el pozo Teca-1DEL. En realidad si lo tienen considerado y, bueno, no quisiera adelantarme pero seguramente estará solicitando la perforación de este pozo en un periodo adicional.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más por favor si me dejara en claro que es, ¿cuáles son las actividades en la prueba de prospecto?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Las actividades de la prueba de prospecto están asociadas principalmente a los registros que se toman durante la perforación, especialmente a los de la cabina de registros de hidrocarburos, donde se hacen también las descripciones de muestras, análisis paleontológicos, descripción de las muestras tanto litológicas como de fluidos y los registros que se generan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero eso se hace durante la perforación del pozo?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Eso se hace durante la perforación del pozo, pero...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que continúa después, durante todo el año dice. Dice prueba de prospecto todo el año.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí. Una vez terminada la perforación todos los estudios que se hacen, todos los registros, se integran, comenzando con el informe geológico final que es un entregable que viene posterior a la perforación del pozo. Por eso es que la prueba de prospecto se extiende y va un poco más allá de la perforación del pozo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Entonces la prueba de prospecto es el análisis de toda la información durante la perforación?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es y posterior a ella.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y posterior a ella. ¿Y eso no es caracterización?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Por eso le comentaba que son operaciones continuas donde la prueba de prospecto da paso a la caracterización del yacimiento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La pregunta no es académica. La pregunta es: Prueba de prospecto, Petróleos Mexicanos, ¿qué actividades plantea?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Los estudios relacionados o asociados a la cabina de registros de hidrocarburos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, ya.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Eso es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna otra pregunta? O no sé si ya terminaron la presentación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No. Para aterrizar digamos ya está vista técnica y el análisis económico, si nos vamos más adelante por favor. Esa. En esa lámina a mí me gustaría mencionar tres precisiones normativas. Que están en la lámina anterior por favor. En uno es que la Comisión emite este dictamen o más bien las áreas técnicas emiten este dictamen para la aprobación del Órgano de Gobierno en su caso y estas modificaciones de asignación se harían sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de actividades contenidas en los planes aprobados por la Comisión.

Como se había mencionado al inicio también hay dos atenciones que se hicieron con respecto a estas cuestiones normativas que son externas. Uno es relacionado con el programa de administración de riesgos, en donde la ASEA con el número de oficio que vemos ahí y con esa fecha está planteando que PEMEX se encuentra justamente en el proceso de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

implantación del sistema de administración de riesgos, lo cual no se opone justamente a la emisión de esta resolución.

Y por otro lado la Secretaría de Economía emitió opinión favorable con respecto al programa de cumplimiento de contenido nacional presentado por PEP, en donde vemos justamente ahí también el número de oficio con el que se manifestó y en que establece que PEP alcanzaría el 22.08% en el escenario uno y 17.88% en el escenario dos, en contenido nacional, con lo que cumpliría con el compromiso definido en el título de asignación que está establecido en el 15%.

Aterrizando las cuestiones técnicas también, en la siguiente está digamos las conclusiones a las modificaciones del plan de exploración, la justificación que su plan de exploración 2015-2017 además de otras actividades que PEP consideró, PEP consideró la perforación del pozo Teca 1— que fue descubridor del campo en el que actualmente se encuentra en proceso de certificar los 172 millones de barriles de petróleo crudo equivalente digamos sintetizando los principales resultados. Como resultado del reprocesamiento, interpretación sísmica y evaluación de prospectos se identificaron como los más importantes en términos de recursos prospectivos aquellos denominados Octli-1 y Cahua-1 toda vez que los objetivos geológicos son correlacionales con horizontes del Plioceno Inferior que resultaron productores de aceite ligero de 40 grados API en el campo Teca.

En tercer lugar, en efecto, se trataría de yacimientos como lo vimos en las líneas sísmicas de trampas estructurales estratigráficas asociadas a una distribución regional de facies almacenadoras probadas ya en campos cercanos. Tenemos una serie ahí de cuatro campos ya, el principal es Teca y otros campos pequeños. De haber éxito en la perforación de estas dos localizaciones, en el mejor de los casos se estarían incrementando dos campos adicionales y en el peor de los casos, vamos, estarían incorporando los 172 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por lo tanto, la perforación de los pozos Octli-1 y Cahua-1 resulta recomendable en términos de que aportaría reservas adicionales de aceite ligero incrementando el valor de la asignación y aportando los elementos necesarios para un deseable plan de evaluación y desarrollo integrado de los campos que se han descubierto en esa asignación. Por lo tanto – en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

siguiente – el equipo técnico, la Dirección General de Dictámenes de exploración y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emiten el presente dictamen técnico-económico en sentido favorable para la aprobación de ser el caso, del Órgano de Gobierno con las modificaciones al plan de exploración asociado a la asignación AE-0009-M-Tucao-Xaxamani-01, en términos del artículo 7 de los lineamientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna pregunta complementaria?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más quisiera hacer un comentario para completar la respuesta a la pregunta del maestro Gaspar en cuanto a Octli que decía que estaba un poco lejano de Teca y que los estábamos correlacionando. Desde el punto de vista... de Octli, digo Cahua perdón.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo me refería a Cahua.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Cahua de Octli si está bastante alejado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cahua de Teca.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Cahua de Teca. Están bastante alejados efectivamente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y está más cerca Gaviota menos dos kilómetros.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Está más cerca Gaviota. Podría pensarse verdad que geológicamente se pareciera más a Gaviota sin que tuviera...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho creo que no sé si el nombre nos da una señal o Cahua significa sobrado. Entonces no vaya a ser que nos esté dando una señal. Pero bueno, si consiguen el equipo lo perforarán y ya veremos, aprenderemos de esto. Si no pues Octli si se ve porque ahí Namaca fue descubridor, ahí se ve un poco más.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sin embargo el concepto geológico es el mismo. El



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que tenemos en Cahua y ahora sí con Teca. Es el mismo concepto. Por eso es importante los estudios de AVO que están haciendo para calibrar todo.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. De hecho esa asignación petrolera tiene 12 pozos perforados, seis de ellos han tenido o han sido improductivos, seis con producción. Ahorita vamos por dos más. Llevamos el récord de 50% de éxito, vamos a ver cómo nos va, ojalá pues nos vaya bien a todos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro que sí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro que sí, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna otra observación?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más doctora si tengo una que ustedes vieron. Hay actividades del 2015, 2016 que se tenían en el plan original y por alguna razón entiendo de estudios se hizo un poco más de sísmica, se invirtió un poco de dinero. Nosotros nada más nos estamos pronunciando sobre los escenarios uno y dos que es lo que pudieran hacer en 2017. Tómanos nota del 2015, 2016 y eso está plasmado en la resolución que al final es lo que aprobamos en Órgano de Gobierno.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más tengo dos pequeños comentarios con respecto a la resolución, no sé si sea el momento. En la página 8 de la resolución en el tercer párrafo dice: "Deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión de manera particular en materia de autorizaciones". Creo que va a ser en materia de actividades, ustedes mismos lo dicen en la página anterior. Entonces mi sugerencia sería que cambiaran la palabra autorizaciones por actividades, porque da la impresión que hay muchas autorizaciones cuando no es así. En la página 8.

Y en la página 9 en el párrafo inmediatamente debajo de la tabla dice: "Se considera económicamente viable modificar las inversiones propuestas". Yo creo que en realidad lo que nosotros estamos aprobando es la modificación del plan de exploración. Entonces en realidad mi sugerencia sería, "es favorable respecto a la modificación del plan de exploración en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los términos solicitados con las inversiones registradas". Más que aprobar una inversión estamos aprobando un plan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, modificación al plan.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Al plan, sí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Está bien Joshua?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna otra? Sí, por favor Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En razón de lo que comentaba el Comisionado Gaspar Franco de que estamos aprobando solamente 2017, pero estamos tomando nota de lo que se hizo 2015 y 2016, me parece que la resolución es muy acertada en este punto porque no nos podríamos pronunciar o modificar respecto al pasado de actividades realizadas o no realizadas. Y creo, y por esto hago mi comentario, que yo creo que debemos de pensar cómo aprobar los planes de exploración en lo futuro. Si es conveniente que incluyamos un calendario, que entiendo que ninguna disposición legal nos lo solicita, y lo estamos integrando. Y entonces al aprobarlo cuando no se cumple tenemos que hacer este tipo de anotaciones. Deberíamos de servirnos exclusivamente a aprobar compromiso mínimo de trabajo o programa mínimo de trabajo en su totalidad sin necesidad de segmentarlo en años o bien si queremos ir supervisando actividades para ver si alguna no se va a poder concluir dentro del periodo correspondiente, lo que podríamos hacer es hacer la anotación de que el calendario es solo indicativo pero que no es obligación necesariamente cumplirlo en esos términos por actividades propias del operador. Y de esta manera evitaríamos que se nos den situaciones en las cuales tenemos que aprobar al parecer hacia el pasado y que de alguna forma en esta resolución se está corrigiendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea que sea global, que no sea anual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exacto. Y si queremos poner calendario pues poner la aclaración de que es un calendario indicativo pero que no es obligatorio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Aquí solamente estamos partiendo del compromiso mínimo de trabajo de las asignaciones en algunos casos de Ronda Cero y de las modificaciones que si fue anual. Entonces sería en lo posterior.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exacto. A eso me refiero. Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Ok. ¿Algún comentario? Le pido al Secretario técnico dé lectura a la propuesta de acuerdo relativo a este tema.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.17.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0009-M-Tucoo-Xaxamani-01.

ACUERDO CNH.E.17.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración correspondiente a la Asignación AE-0009-M-Tucoo-Xaxamani-01.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:11 horas del día 9 de mayo de 2017, la Comisionada Porres dio por terminada la Décima Séptima Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.

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

Ernesto Beltrán Nishizaki
Secretario para esta sesión