



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### SEPTUAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:06 horas del día 3 de diciembre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019, con el objeto de celebrar la Septuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.1040/2019, entregado a los Comisionados el 2 de diciembre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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 fue aprobado 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 el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0160-Chalabil.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0161-Chalabil.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0162-Chalabil.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0152-Uchukil.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0153-Uchukil. ✓
- II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Programa de Trabajo 2019 y del Presupuesto asociado al mismo, presentados por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L01-A7/2015. ✓



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.- Asuntos para autorización

- II.1** Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0160-Chalabil.
- II.2** Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0161-Chalabil.
- II.3** Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0162-Chalabil.
- II.4** Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0152-Uchukil.
- II.5** Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0153-Uchukil.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Respecto de los puntos II.1 al II.5 del Orden del Día, el Secretario explicó que por tratarse del mismo tema la presentación se realizaría de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada caso.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Buenos días Comisionada, Comisionados. Efectivamente, como decía el maestro Gobirish, traemos a su consideración el dictamen de cinco Planes de Exploración y los hemos integrado en una presentación dado que están en la misma región geográfica y además cumplen con el mismo proceso administrativo, entonces se presta para hacerlo de esta forma. Entonces vamos a agruparlos en dos, están en el proyecto Uchukil y en el proyecto Chalabil. El proyecto Uchukil tiene dos Asignaciones y el proyecto Chalabil tres Asignaciones, entonces vamos a ir viéndolas de esa manera.

Entonces el fundamento legal que utilizamos para desahogar este trámite pues es el que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el propio reglamento de la Comisión que faculta a esta Dirección General para traer el dictamen a este Órgano de Gobierno, los Lineamientos de Planes en las diferentes secciones que regulan el procedimiento y el Título de la Asignación y los anexos que hacen referencia al procedimiento que está establecido para la aprobación de los planes. Entonces en estos dos mapas ustedes ven estas dos son las Asignaciones que están en el proyecto Uchukil, que es la 0152 la que está en la parte norte y la 0153 que está en la parte sur que está ya cercana a la costa. Y en el caso del proyecto Chalabil, son estas tres





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Asignaciones las que están aquí que ya son un poco más lejanas de la costa y entonces las vamos a ir viendo en ese orden.

Entonces vamos a la Asignación AE-0152. Esta es la que se ubica justamente dentro de la plataforma continental del golfo de México y está frente a las costas de Tabasco, aproximadamente a unos 150 km al noroeste de Ciudad del Carmen. Aquí los antecedentes que les vamos a presentar, los antecedentes exploratorios de todas las áreas están referidos al periodo de exploración pasado en donde Pemex estuvo explorando estas áreas en la parte exploratoria. Entonces esos antecedentes están referidos solamente a ese periodo digamos de ronda 0 a ahorita.

Entonces como antecedentes tenemos que se han hecho estudios de carácter regional tanto de *plays* como de sistemas petroleros y también se han hecho estudios de sistemas petroleros. Se han hecho estudios asociados sobre todo a pozos, con identificación, evaluación y selección de prospectos, también estudios de VCDSE y pruebas de prospecto. El área aproximadamente son 786 km<sup>2</sup> y el tirante de agua es en aguas someras. Entonces estamos entre 40 y hasta 400 metros llega la parte más profunda porque es la Asignación de esta zona que está más al Norte. Si seguimos.

Vemos justamente que como antecedente se hizo procesamiento sísmico. Aquí en el mapa de la derecha ustedes van a ver al menos tres estudios sísmicos que ya existen en el área y lo que se hizo fue justamente el procesamiento de esa sísmica tanto para la parte de un estudio que hay de estudio de fondo marino como para los bloques que hay de sísmica de full acimut, como el procesamiento en tiempo y en profundidad. También para una unión de un bloque que se llama Nich Kinil-Bolol 3D, que es la unión de varios estudios. Se perforaron dos pozos ya en el área, el pozo Pox-101 y el pozo Pox-101A. El primero fue taponado por accidente mecánico y el segundo fue productor no comercial. Los vemos aquí justamente en el centro del área de la Asignación. Eso es como antecedente lo que hizo ya en esta área desde el punto de vista exploratorio. Entonces si seguimos.

Vamos a ver que dentro de la cadena de valor pues estamos en la fase de evaluación del potencial, pero también en la parte de incorporación de reservas, porque hay algunos *plays* que ya de alguna manera han sido perforados, entonces se tiene bastante información, por lo que podrían



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

llegar hasta esa etapa. Sin embargo, hay otros *plays* que se estarían probando. Entonces es justamente es el objetivo, evaluar el potencial petrolero de los *plays* que están en el Terciario, principalmente en el Mioceno. Y hay otros *plays* que estarán asociados con el Cretácico y Jurásico Superior. Hay uno por ahí un *play*, hay un pozo que va al Plioceno, pero principalmente es Mioceno y el Mesozoico. Entonces para eso Petróleos Mexicanos plantea la adquisición y procesado de información geofísica, algunos otros estudios exploratorios y la perforación de prospectos exploratorios. Recordemos que en todas estas Asignaciones el Compromiso Mínimo de Trabajo queda en el anexo 2 y por lo tanto ese Compromiso Mínimo de Trabajo establece que consiste en la perforación y terminación de un pozo exploratorio durante el periodo inicial de exploración. Ese es el compromiso mínimo. En este caso, de las cinco que vamos a ver, es idéntico. Si seguimos.

Vemos entonces cuál es la cobertura de estos estudios que se van a hacer. Recordar que Pemex en sus planes siempre nos presenta o casi siempre un escenario base y un escenario incremental que establece como el piso de lo que va a ser y el techo de las actividades. Entonces aquí vamos a ver las actividades del escenario base. Entonces ellos proponen licenciar parte del estudio de Campeche WAZ para el bloque 6, también el acondicionamiento de *gathers* de un estudio que se llama Canin-Suuk, así como el procesamiento de otro estudio que se llama Unión Campeche WAZ. También llevar a cabo el desarrollo de un estudio electromagnético en una buena parte del área, en casi toda esta área que está aquí llevarán a cabo estudios electromagnéticos y también llevarán a cabo ocho estudios exploratorios: de identificación, evaluación selección de prospectos, tres, tres VCDSE y dos pruebas de prospecto. Entonces, como vemos en el mapa de la derecha, prácticamente toda el área está cubierta por algún estudio sísmico o a veces hasta más de uno, entonces hay suficiente información para desarrollar la actividad.

Ahora bien, respecto al escenario base, tenemos un pozo o un prospecto que se va a perforar, que es este prospecto que se llama Niquita. Niquita se encuentra justamente en la parte occidental del bloque y Petróleos Mexicanos establece un recurso medio a la media sin riesgo de 220 millones, una probabilidad geológica de 65%, es decir, bastante alta. Y vamos a ver en la siguiente lámina algunos detalles justamente de este



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

prospecto. Este prospecto Niquita, como van a ver ustedes aquí en la lámina, es un prospecto que tiene una componente de una trampa combinada, son estas arenas del Mioceno. Justamente la prospectividad de esta parte del Mioceno pues es que está conocida en el área este *play*, entonces van a comprobar la existencia de esa acumulación en esta área que está justamente por arriba de un cuerpo salino. La profundidad total programada es alrededor de 3,290 metros y el tirante de agua es de 214 metros. Esperan encontrar aceite ligero en ese prospecto.

Ahora bien, para el escenario incremental tenemos entonces el procesamiento de información sísmica adicional de otro subvolumen que se llama Asab, que son otros 249 km<sup>2</sup>. Aquí se harán otros 18 estudios exploratorios. Estos 18 estudios exploratorios son vastos justamente porque están asociados con los pozos que están en el escenario incremental. En el escenario incremental de este plan hay 10 pozos posibles a perforar, entonces por eso los estudios son bastantes. Están asociados justamente con esos pozos. Si avanzamos.

Entonces vemos justamente la relación de estos pozos, que es el pozo Asab, Chamak, Litsin, Halab, Baksan, Bal, Esel, Siwak, Sawal y Maskab y, como vemos, pues están repartidos en toda el área. Como les decía hace rato, principalmente están enfocados varios de ellos al Mioceno y muchos de ellos están enfocados a los *plays* del Cretácico y del Jurásico Superior. Solo uno está enfocado hacia la parte del Plioceno. Entonces en su mayoría todos están buscando aceite. Solamente los últimos dos que están justamente en este ranqueo de los prospectos son los que van por aceite pesado, el resto estarían buscando aceite ligero. Si seguimos.

Lo que vemos es justamente los números que se han asignado ahora a estos prospectos. Como vemos, hay desde probabilidades geológicas muy altas, porque están en zonas ya relativamente conocidas, hasta probabilidades geológicas pues bastante moderadas, porque son prospectos que todavía no llegan a la categoría de una localización, apenas se están trabajando. Y lo vamos a ver justamente en la siguiente, podemos ver justamente el calendario que está proponiendo Petróleos Mexicanos.

Entonces vemos que hay una serie de estudios que están enfocados justamente a los pozos que ya están en programa para poder perforarse en el tiempo en el siguiente año. El resto de los estudios se empiezan a





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

detonar a partir de la información y el procesamiento sísmico que se toma en finales de este año y todo el siguiente. De aquí se detonan todos estos estudios para entonces llegar a la posible perforación de los siguientes pozos en los siguientes años. Entonces por eso es que esos otros pozos todavía no están listos para perforarse, sin embargo, se tienen visualizadas esas oportunidades exploratorias hasta el momento. Si seguimos.

Entonces lo que tenemos ahora es el Programa de Inversiones que tiene esta Asignación. Vemos que hay una parte importante dentro de esta inversión que está dedicada a la geofísica. El 39% de la inversión del escenario base es geofísica, el 47% de la inversión es perforación de pozos. Esto es porque hay una gran adquisición de información geofísica y solamente un pozo en el escenario base. Por eso es que se reparte bastante bien digamos la inversión. La inversión en este caso llega casi a los 68 millones de dólares. Si vemos, el escenario incremental justamente como ya considera la perforación de hasta los otros 10 pozos, pues la inversión se multiplica. Son más de 530 millones de dólares que están considerados justamente y la perforación de pozos pues ya adquiere una relevancia muy sustantiva. La geofísica se vuelve muy baja, por eso es una proporción. Si vemos los costos de geofísica, tanto para el escenario base como para el incremental es prácticamente lo mismo. Veíamos que es solamente una parte de un estudio que se adiciona en la geofísica para el escenario incremental. Por eso es este cambio digamos en este plan.

Ahora, eso es lo que tenemos para la Asignación AE-0152. Vamos a pasar a la otra Asignación que es la AE-0153 que es la que está contigua, pero en la parte sur de esta que acabamos de ver, del Sureste. Esta, como vemos aquí en el mapa, se localiza pues más cercano a la costa. De hecho, hay una parte que ya está en tierra, la gran parte de la Asignación está en mar en aguas someras. También está en la plataforma continental del golfo y está en la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste. Aquí también se han hecho estudios regionales de *plays*, de sistemas petroleros y de modelado de cuencas. También se hicieron estudios asociados con pozos y, como vamos a ver en la siguiente lámina por favor, los antecedentes que se tienen en el área son adquisición de una gran parte de información sísmica.

Como vemos aquí en el mapa, cada uno de los achurados y los colores representa un estudio sísmico o estudio geofísico distinto. Entonces hay



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

una gran cantidad de información aquí que se ha hecho en estos últimos años, que son esta parte del estudio Tsimin Tojual en tiempo, Tsimin Tojual en profundidad, unión Nich Kinil-Bolol 3D, Kuzan 3D en profundidad y la perforación de pozos. Se han hecho cuatro pozos en este periodo. Uno de ellos, el Keluk, salió improductivo. Teekit salió productor de aceite y gas. Maskaa fue improductivo y Maskaa-1A fue taponado por accidente mecánico. Entonces hay información digamos ya dentro de esta área.

Ahora bien, en la siguiente vemos una situación muy parecida a la Asignación anterior. Dado que ya hay información de algunos *plays*, pues algunos de estos pozos podrían llegar a la incorporación de reservas. No obstante, hay algunos otros pozos que están buscando nuevos *plays*. Por eso es que el objetivo sigue siendo evaluar el potencial también y darle continuidad a las actividades exploratorias que se han desarrollado, también con la adquisición de información geofísica, con los estudios exploratorios y con la perforación de prospectos. Aquí también son varios prospectos, son nueve prospectos que se tienen visualizados: dos para el escenario base y siete para el incremental. Entonces también vamos a ver que es bastante actividad. Entonces si seguimos.

Entonces entramos justamente a las actividades del escenario base. El escenario base considera pues justamente, de toda la información sísmica que existe en el área, hacer algunos reprocesados. Sin embargo, también consiste en licenciar algo de esta información del Campeche WAZ que se tiene ya en el área, acondicionamiento de este estudio de Canin-Suuk, acondicionamiento de *gathers* también de esta unión de Canin-Suuk con Tsimin Tojual, el procesamiento de este estudio Puerto Ceiba, el procesamiento del cubo Unión Canin-Suuk con Tsimin Tojual y el procesamiento de otra unión que es Campeche WAZ con Canin-Suuk en el subvolumen que corresponde a Hop. Y un estudio electromagnético también fortalecer todos estos estudios. De manera que los estudios que se están considerando para el escenario base son cuatro para la identificación, evaluación y selección de prospectos, cinco VCDSE y dos pruebas de prospecto.

Entonces si avanzamos vemos cuáles son los dos prospectos que tienen inscritos en el escenario base. Son los pozos Chihil-1 y Yutsil-1. Ambos están del orden de 50 millones de barriles en la visualización media sin



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

riesgo, una probabilidad geológica de 30%, de 25% y en las siguientes dos láminas vamos a ver algunos detalles de estos dos prospectos.

El prospecto Chihil justamente lo que busca es comprobar la existencia de hidrocarburos en una trampa que es de tipo estructural. Esta es la trayectoria del pozo que vemos aquí en la derecha en donde está el punto verde hacia abajo. Entonces estaría buscando justamente los objetivos que están en esta trampa estructural. Va buscando objetivos del Cretácico y el Jurásico, que son dos de los *plays* que pueden ser prospectivos en el área. La profundidad programada está de alrededor de 5,800 metros y el tirante de agua pues es más somero. Dado que estamos más cercano a la costa, son 45 metros respecto al anterior que habíamos visto.

Para otro pozo del escenario base, lo que tenemos es una trampa también de tipo estructural. Es esta oportunidad que vemos aquí y vemos que es un pozo que iría debajo de la sal, pero buscando también una trampa estructural que está justamente en esta área. También está buscando estos *plays* del Cretácico y el Jurásico. Aquí la profundidad es un poco mayor, son 6,900 metros y el tirante de agua son 30 metros. Esos son los dos pozos que tiene o los dos prospectos que tiene visualizados Pemex en el escenario base y está, en la que sigue, vamos a ver la lista de los otros siete prospectos que tiene visualizados en el escenario incremental. Los vemos aquí repartidos en el mapa y aquí vemos los nombres: Chox-1, Hop-1, Jool-1, Mul-1, Komo-1, Beel-1, Chi-1. Vemos que tienen diferentes condiciones geológicas y resaltan justamente que la mayoría van buscando aceite ligero. Hay uno de ellos que está buscando aceite mediano justamente en esta área. Si vemos en la siguiente por favor.

Vemos cuáles son las volumetrías que se tienen estimadas hasta el momento. Resaltan algunos volúmenes, por ejemplo, este de Jool y creo que era este justamente, y el de Chi justamente que está hasta acá abajo, que son volúmenes más atractivos. No obstante, apenas están visualizando esas oportunidades, todavía no llegan a hacer todos los estudios, por eso es que están catalogados todavía en el escenario incremental, no están listos para perforarse. Y eso es justamente lo que vemos en la siguiente diapositiva.

En la siguiente diapositiva vemos el calendario de las actividades. Vemos que se van a hacer los primeros estudios exploratorios y la identificación y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

selección de prospectos. Aquí vemos justamente estos pozos que decíamos, tanto Chi como Jool aquí están. Todavía no se tienen sus estudios, por eso es que la perforación de estos pozos pues tendría que darse hasta la segunda parte de 2020, una vez que se hagan la adquisición de información geofísica y los estudios que dan como resultado pues la posible perforación de estos pozos. Entonces vemos que hay una gran actividad, los estudios que van detonando alguna perforación de pozos y cómo está lo que llamamos el tren de perforación de pozos aquí hasta 2023.

Ahora, si vemos en la siguiente lámina el detalle de la inversión que se ejercería en esta Asignación. La primera parte es para el escenario base. Entonces, dado que aquí no hay una adquisición tan grande de información geofísica, aquí la proporción sí la domina la perforación de pozos. Son dos pozos, recordar. Aquí está el monto, son cerca de 88 millones de dólares para ambos pozos. De manera que la inversión total en esta Asignación serían 113 millones para el escenario base. Si nos vamos al escenario incremental, al considerar los otros pozos, los otros siete prospectos, pues entonces la inversión pues claramente se ve multiplicada y llega casi a los 300 millones de dólares, de manera que la proporción pues también aumenta 87% de la inversión sería para la perforación de pozos y apenas el 6% para geofísica. Esas dos son las Asignaciones que están inscritas en el proyecto, lo que Pemex conoce como proyecto Uchukil y es la 0152 y la 0153.

Ahora iremos a lo que conocemos como el proyecto Chalabil, que es otro proyecto de aguas someras y que está justamente más hacia la parte oriental, digamos, más hacia la península de Yucatán digamos. Aquí en el mapa podemos ver aquí están estas Asignaciones que vamos a ver. Las que veíamos hace un momento estaban más hacia esta parte central del golfo. Entonces vamos a ver la Asignación AE-0160. Esta Asignación pues se encuentra también en la plataforma del golfo de México en las costas del estado de Campeche. También se han hecho ya varios estudios como antecedentes exploratorios. Entonces, si seguimos, vamos a ver que también hay una serie de estudios geofísicos que se han tomado.

Este Tsimin Tojual que se tiene tanto en su versión en tiempo como en profundidad, una versión del subvolumen Esah, otra versión de Abkatun,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Tsimin Tojual en región 3, Tabal 3D subvolumen Batsil y Ku Maloob Zaap 3D 3C, que también toca parte de esta área. Y se han perforado tres pozos en esta Asignación: el pozo Cheek-1 que resultó productor de aceite y gas, el pozo Yok-1 que resultó improductivo invadido de agua salada y el Jalachil-1 que fue también improductivo de agua salada. Si vemos, entonces los objetivos de esta Asignación también son muy consistentes con lo que hemos estado viendo con las anteriores. En la siguiente.

Vamos a ver que están en la fase de evaluación del potencial petrolero, pero también podrían pasar a la fase de incorporación de reservas. Aquí, a diferencia de las otras Asignaciones que veíamos, ya la actividad baja considerablemente. En las otras veíamos 11 pozos, 9 pozos. Aquí hay un prospecto para el escenario base y un prospecto para el escenario incremental. Entonces sí ya la actividad es sensiblemente menor. No obstante, van a hacer actividad también de adquisición y procesado de información sísmica, estudios exploratorios, perforación de prospectos exploratorios y el compromiso mínimo, como les anticipaba ya, es el mismo para estas Asignaciones que para las anteriores. Entonces si avanzamos.

Vemos las actividades que están consideradas para el escenario base. En el escenario base entonces van a adquirir información sísmica de este estudio que se llama Esah-Cheek por 726 km<sup>2</sup>. Van a adquirir también sísmica para este estudio Tepallil, perdón, y van a procesar un estudio que ya existe que es el Unión Tsimin-Abkatun, tanto en tiempo como en profundidad. Además, van a hacer estudios exploratorios de identificación, evaluación y selección de prospectos, también los VCDSE asociados con los pozos y el consecuente estudio de prueba de prospectos. Entonces si avanzamos vamos a ver el prospecto que está como escenario base.

Aquí en el escenario base tenemos el prospecto Baay-1. Vemos que aquí las volumetrías ya son sensiblemente menores que en el otro proyecto, son 20 millones a la media. Y si vemos a la siguiente diapositiva, vamos a ver algunas características de este prospecto. Aquí lo que están buscando como objetivo geológico es el Cretácico. El Cretácico aquí vemos la trayectoria justamente propuesta para este pozo Baay que sería una trayectoria vertical que va buscando esta trampa estructural. — ¡Ay! Está brincando aquí el *mouse* — Esta que está aquí, esta trampa estructural que se ve en esta zona. Y la profundidad total programada está cercana a los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

4,400 metros en un tirante de agua de 20 metros aproximadamente y, como les decía, están buscando aceite ligero. Para el escenario incremental, ¿qué tenemos? Si vemos en la siguiente.

También tenemos un estudio VCDSE para el pozo y el consecuente estudio de prueba de prospectos, la perforación del pozo exploratorio que aquí se llamaría Wakax-1 que se encuentra en esta zona más en el centro norte de la Asignación. Aquí vemos la volumetría es menor, por eso es que se están decidiendo a perforar el otro prospecto primero. Entonces si vemos el calendario de actividades, en la siguiente.

Lo que vemos es justamente los estudios exploratorios que tienen que ver con este primer prospecto, el Baay-1, a la vez que se está adquiriendo la información sísmica marina de estos dos estudios y se está haciendo el procesado de la que ya se tiene. Esto evidentemente ya está en proceso. De manera que el prospecto Baay-1 se estaría perforando hacia 2021 y en su caso el prospecto Wakax-1 se estaría perforando hacia el final del periodo de exploración hacia 2023, una vez que se cuente ya con toda la información que se obtuvo en campo.

Si vemos, la información asociada al Programa de Inversiones. Entonces aquí se está considerando una gran parte de geofísica, porque aquí sí hay una buena zona que se está adquiriendo información nueva de campo. Por eso es que aquí para el escenario base el 68% de la inversión, que representa cerca de 81 millones de dólares, es para adquirir información geofísica. La perforación de pozos, dado que es solamente un pozo, tiene un reflejo menor: 28%. Ya si lo vemos en el escenario incremental, al adicionar el siguiente pozo, entonces ya la proporción se vuelve casi mitad y mitad. La perforación de pozos sube a 45%, la información geofísica pues se queda en 50%. Bueno, no hay ningún cambio. Ahí la información geofísica es la misma para ambos escenarios.

Ahora, vamos a ver la siguiente Asignación de este proyecto que es la AE-0161. También se encuentra en la plataforma del golfo de México. Esta se encuentra un poco más alejada de la anterior, más hacia la zona de aguas profundas. Está entre 30 y 100 metros, no obstante, sigue estando en una parte somera. También se han hecho estudios de *plays*, de sistemas petroleros y modelado de cuencas a nivel regional y se han hecho algunos





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

estudios asociados ya con algunos prospectos que se han perforado. Entonces si vemos en la siguiente.

Los estudios en particular que se han hecho en esta zona son la adquisición de este volumen que se llama Onixma, Abkatun OBC, el subvolumen de Manik, Tabal 3D, el subvolumen de Batsil y los estudios asociados con Ku Maloob Zaap de 3D 3C que queda inscritos en esta área. Se han perforado cinco pozos exploratorios en la zona. El pozo Esah-1 fue productor de aceite y gas. El pozo Manik-101A, perdón, fue productor de aceite y gas también. Yaaxtaab-1, que ustedes recuerdan es un pozo profundo presalino, resultó improductivo seco. Tohkin fue taponado por accidente mecánico y Tohkin-1A fue productor no comercial de aceite y gas. Entonces aquí vemos justamente en dónde se encuentran esos pozos repartidos en toda esta zona. Vemos también que hay una buena cantidad de estudios exploratorios que ya se tienen en el área que es cercana a los 730 km<sup>2</sup> y, como les decía, estamos en la parte somera que no supera los 100 metros de batimetría.

Entonces si vemos el objetivo de este Plan de Exploración pues es darle continuidad a las actividades, seguir en la parte de incorporación de reservas de los *plays* que ya han sido perforados, pero evaluar algunas otras zonas que no han sido perforadas. Particularmente, la parte del Eoceno, el Cretácico, el Kimmeridgiano y el Oxfordiano. Se harán entonces en consecuencia la adquisición y el procesado de información sísmica, los estudios exploratorios consecuentes y la perforación de los prospectos exploratorios. Aquí también tenemos la perforación de menos pozos que en los primeros, no obstante, sí son cuatro propuestas para esta Asignación. Entonces vamos a ver lo que está relacionado con el escenario base.

Es la adquisición de información sísmica de este mismo estudio que veíamos en la Asignación anterior. Este Esah-Cheek es un estudio regional que cubre varias Asignaciones, por lo tanto, lo vamos a ver repetido en la anterior, en esta y en la siguiente. Es un estudio que cubre las tres Asignaciones. También vamos a ver que se va a procesar el subvolumen de Ku que toca esta área y el subvolumen de la Unión Tsimin-Abkatun que también toda parte del área. También hay un estudio de una Unión Ayatsil-Kumaza que también toca parte del área y todo esto es justamente lo que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ustedes ven en este mapa, que es lo que se va a estar reprocesando como información sísmica para tener una mejor imagen del subsuelo.

Entonces como escenario base se está planteando hacer un estudio de sistemas petroleros, dos estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos y uno de prueba de prospectos. De manera tal que en la siguiente ustedes van a ver el prospecto que está asociado con el escenario base, que es el Ku-201. Este pozo tiene una volumetría de cerca de 40 millones a la media sin riesgo y lo que está buscando justamente es aceite pesado. De acuerdo con los modelos de la zona y la información que existe, es lo que se podría encontrar. Entonces en la siguiente.

Vamos a ver justamente cuál es la condición geológica del subsuelo en esta zona. Aquí está la posición del pozo Ku-201. Para ubicarnos geográficamente hacia la parte, aquí, hacia la parte oriental está el Campo Ku-Maloob-Zaap o los campos Ku-Maloob-Zaap y hacia acá está un pozo que se perforó, el Ku-301, que desafortunadamente no tuvo éxito. Entonces están buscando en este otro bloque que está en esta zona buscar si esas facies del Jurásico Superior Kimmeridgiano pueden ser productoras en esta zona. De manera que el pozo está propuesto para perforarse a 4,750 metros de profundidad y, como les decía, esperan encontrar aceite pesado.

Ahora bien, respecto al escenario incremental. Vamos a ver que hay tres propuestas de prospectos para perforar en ese escenario incremental que son el prospecto Onel-201, Ahbateel-1 y Taratunich-3001. Estos tres, como vemos, tienen una volumetría que va desde 20 hasta 51 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y también están repartidos en diferentes zonas de la Asignación. Y como vamos a ver ahorita, en el calendario dependen de algunos de los estudios que se van a ir detonando para afinar estas propuestas de perforación. Entonces vemos aquí están los estudios que están enfocados al Mesozoico que serían los que se estarían realizando en el siguiente año, la adquisición de esta información sísmica que ya decíamos hace un momento, el procesamiento de la información que ya existe, la perforación del pozo Ku-201 que justamente se encuentra en proceso ya y, una vez que se tenga esta información, se harán los estudios correspondientes a los pozos o a los prospectos que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

están en el escenario incremental, de manera tal que a finales de 2021 podrían empezar a detonarse las perforaciones del escenario incremental.

Si vemos entonces ahora la correspondencia con el Programa de Inversiones de esta Asignación, tenemos que para la geofísica, dado que hay adquisición en campo, hay 58% de esa inversión sería para esta actividad. La perforación de pozos sería de 36%, de manera que la inversión destinada para el escenario base sería de 99 millones de dólares. Si consideramos ahora el escenario incremental, que ya como sabemos considera las actividades del escenario base, esta inversión prácticamente se duplica, llega a 208 millones de dólares. La perforación de pozos entonces se vuelve más relevante dado que hay otros tres pozos que estarían incorporándose, de manera que dos terceras partes del Presupuesto o de las inversiones se irían para la perforación de pozos.

Ahora bien, vamos a ver entonces la otra Asignación de este proyecto Chalabil que es la AE-0162. Aquí también pues estamos en la parte todavía más profunda de este proyecto que llega hasta los 500 metros de profundidad ya, estamos en el límite digamos de lo que conocemos como aguas someras. Aquí también se han hecho varios estudios de *plays*, modelados de cuencas a nivel regional y se ha hecho adquisición de información sísmica en los años recientes.

Se ha hecho procesamiento de información sísmica. Aquí es relevante mencionarles que en esta zona en sí no ha habido perforación de pozos como antecedente en esta área. Sin embargo, hay algo de información de este estudio Campeche WAZ que sería la que está aquí pintada en verde y un subvolumen de otro estudio Manik que queda justamente en la parte oriental del bloque y un pedacito nada más del estudio Esah que queda en la parte sur del bloque.

Entonces, si vemos, estamos justamente en la misma condición que en el resto de las Asignaciones. Estamos, se propone por parte del Plan de Exploración evaluar el potencial del *play* Cretácico (fracturado) en este caso, que es el que sería prospectivo o más prospectivo de lo que se tiene estudiado hasta este momento. Para lo cual, harán la adquisición de información geofísica, también los estudios y la perforación de pozos. Si avanzamos, vemos entonces qué es lo que está presentando Petróleos Mexicanos para el escenario base.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Para el escenario base, entonces considera la proporción que le toca a esta Asignación de ese estudio de adquisición sísmica Esah-Cheek que son 272 km<sup>2</sup>, el procesamiento de este estudio Ayatsil-Kumaza —que es una unión de dos cubos— y el procesamiento sísmico 3D de lo que se licenciaría del Campeche WAZ que es esta parte en azul clarito que se ve aquí. Harían estudios exploratorios enfocados justamente en el *play* Mesozoico, un estudio de sistema petrolero, un estudio de evaluación y selección de prospectos, un VCDSE para el pozo y la prueba de prospectos que se derive de la perforación del mismo.

Entonces si vemos para el escenario base, está inscrito justamente uno de los prospectos que se llama Pach-1. Este pozo Paach-1 se encuentra en la parte norte del bloque. Si pasamos a la siguiente por favor. Y tiene una volumetría de cerca de 40 millones de barriles a la media sin riesgo. Vemos que el pozo se encuentra justamente en la parte ya más cercana hacia la parte más profunda del área y la probabilidad geológica es del orden de 35%. En la siguiente diapositiva ustedes van a ver la condición geológica del subsuelo.

Como les decía, van buscando una trampa de tipo estructural que justamente está enfocada. No, no sale el puntero, pero está enfocada a buscar el *play* Cretácico (fracturado). No, no me hace caso, pero bueno, es esa línea azul que ustedes ven ahí como una trayectoria vertical debajo del punto verde y van a buscar justamente esa cuñita que se ve en esa zona. Gracias. La profundidad total programada está del orden de 3,950 metros y estarían esperando encontrar aceite pesado, eso es lo que los modelos geoquímicos hasta ahora esperan de esa zona.

Ahora, si vemos para el escenario incremental, el escenario incremental trae la propuesta de un prospecto adicional que es uno que se llama Haibon-1. También este prospecto estaría enfocado al Cretácico y también estaría esperando encontrar aceite pesado. Y también está, como ustedes ven aquí en el mapa, también se encuentra muy cercano a la zona del prospecto anterior que está en el escenario base. Ahora, si vemos el calendario de las actividades, entonces lo que se va a hacer es hacer los estudios regionales de esta zona para el *play* Mesozoico que será en el siguiente año, a la par que se está desarrollando la adquisición de este estudio sísmico que ya hemos comentado y después se hará la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

identificación, evaluación y selección de prospectos, de manera que hacia el final de 2021, principios de 2022, se estaría perforando el pozo del escenario base. El resto de los estudios se irá dando en 2022, de manera que el pozo del escenario incremental se estaría llevando a cabo hacia 2023.

Respecto de la inversión, la inversión para este caso es de 68.4 millones de dólares aproximadamente y la mayoría de la inversión está enfocada a la perforación de pozos dado que la adquisición sísmica en esta zona, si bien hay adquisición sísmica, ya no cubre todo el bloque. Entonces por eso es que ya no es tan representativa aquí en cuanto al Presupuesto se refiere. Si consideramos entonces ahora la inversión conjunta del escenario base y el escenario incremental, la inversión se duplica prácticamente a llegar a casi 118 millones de dólares, de manera que el 73% de la inversión estaría enfocada a la perforación de pozos.

Ahora bien, como ustedes saben, además del análisis que se hace para hacer el dictamen, también tenemos que hacer esta parte de verificar con la Secretaría de Economía que el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional que presenta el operador pues tiene una opinión favorable. Así lo hicimos en el mes pasado y tenemos la opinión favorable respecto de estas cinco Asignaciones por parte de la Secretaría de Economía. Hemos dado aviso también a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente respecto de estas Asignaciones y lo que nos han dado es el trámite que guarda actualmente Petróleos Mexicanos con ellos y le estamos dando conocimiento también a Petróleos Mexicanos de los requisitos que debe de seguir con la ASEA.

Ahora, como conclusiones de estos Planes de Exploración, las hemos dividido en dos porque son muchas, entonces, pero van a ver ustedes. La ejecución de estas actividades, como ven que pues son vastas, principalmente en las dos primeras Asignaciones, pues va a permitir consolidar un entendimiento del marco geológico-estructural y todas las características que tenemos en el subsuelo, de manera que se pueda incrementar el conocimiento geológico del subsuelo en esta zona de las Cuencas del Sureste en la porción marina por supuesto. Por supuesto, al hacer estos estudios se podrá precisar entonces con mayor certeza el potencial de hidrocarburos que se encuentran en el área y en el mediano



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

plazo pues se podría llegar a la etapa de incorporación de reservas una vez que se tenga éxito y se presenten los respectivos Programas de Evaluación. Las actividades entonces que se van a desarrollar están plenamente justificadas de acuerdo con el estado actual que se tiene de los datos que están en cada área y la propuesta de actividades que se está desarrollando.

Para el caso de la Asignación AE-0152, entonces vemos que se está buscando explorar los *plays* del Cretácico, del Mioceno y del Jurásico Superior con una proporción de cerca de 400 millones de barriles de crudo equivalente y entonces la inversión podría ser de entre 68 millones y 532 millones de dólares, dependiendo el escenario operativo que se vaya materializando. Para el caso de la Asignación 0153, aquí también hay tres *plays* que son prospectivos. El orden de magnitud del volumen de recursos prospectivos es menor, son cerca de 127 millones de barriles de crudo equivalente y la inversión, dado que son menos actividades, pues es menor. Rondaría desde los 113 millones hasta los 292 millones de dólares aproximadamente. Para el caso de las Asignaciones de Chalabil, lo que tenemos son volúmenes también menores. Ya son 11 millones de barriles de crudo equivalente lo que tiene en los prospectos y la inversión podría ir desde los 119 millones hasta los 160 millones de dólares. En la que sigue.

Vemos entonces lo correspondiente a la 0161 de Chalabil que podría investigar hasta 40 millones de recursos prospectivos y la inversión rondaría entre los 99 y los 208 millones de dólares. En el caso de la última Asignación que es la 0162, aquí los recursos son del orden de 27 millones de barriles de crudo equivalente y la inversión estaría entre 68 millones y 118 millones de dólares para esta zona.

Por lo tanto, la propuesta para este Órgano de Gobierno es que vemos que los Planes de Exploración los advertimos técnicamente factibles toda vez que las actividades que plantean por un lado permiten maximizar el valor estratégico del área, evaluar los prospectos exploratorios que están inscritos ahí y por otro pues también cubren con todos los requisitos que establece la normativa. Por eso es que nos permitimos someter a su consideración la aprobación de estos cinco Planes de Exploración asociados con estas cinco Asignaciones.

Si me permiten otros minutos de su tiempo, les voy a presentar las láminas que hemos estado presentando acerca de cómo van avanzando los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

recursos en estas áreas que se van aprobando de Petróleos Mexicanos. Solamente para recordar, aquí en el mapa vemos, con el color rojo vemos los proyectos que se están presentando el día de hoy. Con el color moradito vemos las 42 Asignaciones que tenemos actualmente en proceso. Las que están en color amarillo son las que están aprobadas ya, las que de alguna manera están aprobadas y en la tabla de la derecha vemos las fechas en las que se fueron aprobando. Las que están con letras rojas justamente son las del día de hoy. De manera que se han aprobado seis planes y si ustedes tuvieran a bien aprobar estos 5, serían 11 planes aprobados hasta el día de hoy. En la que sigue.

Lo que vemos es ya esta gráfica se empieza a complicar un poco, son la proporción de recursos. En la parte del lado izquierdo la parte de las barras verdes son los recursos que considera el escenario base y el escenario incremental, recursos prospectivos. Entonces vemos que el escenario base considera 965 millones de barriles de crudo equivalente, mientras que el escenario incremental ya es de cerca de 2.3 mil millones de barriles de crudo equivalente. No obstante, cuando se involucra la probabilidad geológica de estos prospectos, entonces esos recursos pues se ven abatidos. De manera que el escenario base podría incorporar en caso de éxito de todos ellos, de todas estas 11 Asignaciones y todos los prospectos, serían 408 millones y, en el caso de materializar todos los prospectos del escenario incremental, serían 709 millones de barriles de crudo equivalente. Aquí están agrupados todos los años de los planes, no es nada más un año, son todos los años de todos los planes de estos 11 planes que hemos traído a ustedes.

En la siguiente lo que vemos es la contraparte en inversión. Aquí la inversión sí la vemos anualizada. Vemos como estos planes empiezan el siguiente año con 500 millones de dólares para el escenario base, de manera que llegarían hasta 960 millones de dólares para el año 2023, considerando los escenarios bases y los 11 planes. Si vemos el escenario que toma el base más el incremental, pues entonces vemos que son 936 millones para el 2020 y esta curva se vuelve ascendente por supuesto hasta llegar a 2,500 millones de dólares para todos los escenarios de todos los planes de estas 11 Asignaciones que hemos traído a ustedes. Muchas gracias por su paciencia.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias Rodrigo. Pues son muchos temas. Adelante Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Una pregunta. Podríamos regresar a la 71. Creo que ya lo había preguntado yo en alguna ocasión anterior. En las barras azules dice posible incorporación de recursos. No sé si hablamos ya de reservas o no son reservas y entonces habría que precisarlo. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es una cuestión que hemos cuidado por el tema normativo. Petróleos Mexicanos lo maneja como posible incorporación de reservas. No obstante, para que nosotros en la Comisión llegemos a la categoría de reserva necesitamos que estos prospectos primero pues sean exitosos y luego cuenten con un Programa de Evaluación aprobado. Entonces por eso es que ahorita como solamente estamos viendo el Plan de Exploración no podríamos nombrarlo de esa forma. Sin embargo, pues podría ser equivalente si es que progresa a esas etapas normativamente hablando.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, si normativamente se cumplen los supuestos para que sean reservas, esas serían las cifras de reserva en su caso.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Máximas, las azules.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ahora, respecto de la...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quisiera hacer una aclaración. Esto considerando que todos los pozos fueran exitosos y aquí hay que aplicarle una probabilidad de éxito comercial. O sea, y hay que recordar que la probabilidad de que un pozo sea exitoso todavía trae otro porcentaje y yo pondría un 30% de los pozos en México —y eso es un porcentaje alto— son exitosos. Entonces todavía de los, ¿es 47 más 16 o son 47 pozos en total los que se perforarían?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- 47 más 16.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Más 16. O sea, esos 47 más 16 pozos que se estarían perforando. De esos, solamente el 30%, por las estadísticas que se tienen en México, son exitosos. Entonces eso hay que manejarlo con cautela. ¿No? ¿Sí?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo. Ahora, en la Asignación 0152-Uchukil, si podemos por favor ir a la lámina 13. Ahí se habla del pozo Asab-1, que, si se ve en pantalla, está pegado digamos del lado izquierdo de la imagen. ¿No? Y bueno, es público que ahí contiguo a esta área de Asignación está el área contractual de Talos y es también público que Talos y Pemex tienen un preacuerdo entiendo de unificación. Talos tuvo este descubrimiento de Zama, todos lo recordamos y Pemex en su momento pues iba a perforar este pozo Asab-1.

Entiendo que pidió una prórroga esa autorización de perforación de este pozo exploratorio y ese no es el tema ahora. Digamos, nosotros no tenemos noticias de esta unificación más que pues esto que es público. Pero me llama la atención que este pozo, que es con el que Pemex iba a comprobar en su caso la continuidad hidrológica del yacimiento, está previsto en este plan como un pozo que solo se perforaría en el escenario incremental. ¿Hay alguna razón por la que Pemex haya considerado o considere este pozo como incremental?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que hemos visto con ellos es que lo pusieron en el escenario incremental derivado de la problemática que están teniendo con la plataforma que lo va a perforar. Entonces el pozo que tienen certeza para perforar es el pozo que se llama o que es denominado como Niquita-1. Entonces por eso ellos decidieron poner ese pozo como el escenario base. Y dada la incertidumbre digamos que tienen todavía digamos sobre todo de la fecha de la perforación de Asab, entonces lo pusieron en el escenario incremental. Pero digamos que a nivel de estudios ellos ya cuentan con todos los estudios que les permitiría llevar a cabo la perforación.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante doctora.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, nos vamos a la 14, creo que es la siguiente. Precisamente yo tenía el comentario de que en el programa tienen el pozo Asab para el mes de enero y el pozo que está abajo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ese está como incremental justo, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. El pozo Asab sí está en enero, ¿no? ¿Sí? Ah, OK. Abajo, es la perforación del pozo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que arriba están los estudios.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, están los estudios posperforación, pero el pozo en realidad lo tienen en enero y después hay un pozo que se llama Chamak-1 que lo tienen también en febrero. ¿No? Y el pozo Niquita es el único que tienen, bueno, o sea, que lo tienen en base, lo tienen en el mes de febrero. Aquí es un poco ver la concordancia de las actividades que están presentando, porque de alguna manera lo que bien nos explicaban es de que el único que tiene "certeza" es Niquita. ¿Ahora sí ahí sí tienen plataforma, tienen todo? O sea, según lo que nos comentaron.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto, sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y los otros dos pozos que los tienen en paralelo casi, ¿hay incertidumbre por las plataformas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Está de acuerdo con el movimiento de equipos que ellos tienen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, o lo van a perforar con otras plataformas, sería la pregunta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- El pozo, lo que sí sabemos es que el pozo Asab y Niquita serían perforados con distintos equipos. Dado el calendario que tenemos y que justamente fue algo que preguntábamos,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

así como está el calendario, pues requeriría Petróleos Mexicanos tres plataformas necesariamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. ¿Y sí estaba pronosticado con tres plataformas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, OK. Sí, Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver. Es que ahorita con el apunte de la doctora ya me surge una duda porque donde dice prueba de prospectos 9 estudios, Asab está en mayo del 2020, pero la perforación dice la doctora, bueno, dice aquí la gráfica es en enero. ¿Cómo juega eso? Es decir, no depende de la plataforma para que hagan, es decir, ¿primero es obviamente la plataforma, la perforación y luego harían la prueba del prospecto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que este estudio, como lo ha denominado Petróleos Mexicanos, prueba de prospectos es como el estudio *post mortem* de toda la actividad que se realizó en el pozo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK, OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y perdón, nada más para seguir. O sea, entonces aquí sí tienen considerado tres plataformas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En el caso de que decidieran perforar los tres, porque ese es la condición que Pemex siempre expresa en el escenario incremental, que son actividades que no necesariamente llevarían a cabo. Pero en caso que si...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. En este momento, dado que estamos en el mes de diciembre, desde luego que van a tener que actualizar sus cronogramas. En el momento que actualicen sus cronogramas, nosotros ya tendremos cierta certeza porque seguramente



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pues pondrán los tiempos más realistas cuando menos del siguiente mes.  
¿No? Supongo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Y también de la autorización. O sea, en lo que hemos platicado con Petróleos Mexicanos es que estamos por recibir la autorización, por recibir la documentación asociada a la autorización del pozo Niquita. Como saben, del pozo Asab está autorizado. Y del que no tenemos todavía conocimiento es del tercer pozo que es Chamak-1.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Y un poco para la aclaración. El pozo Asab está autorizado desde el mes de febrero, ha tenido prórrogas y la última es de que en noviembre se finiquitaba digamos el tiempo para su perforación. Sin embargo, pidieron una suspensión debido a que no llegó la plataforma y se les otorgó la suspensión. Por lo tanto, estamos en la espera que llegue la plataforma para que pueda digamos retomarse la autorización para su perforación. Entonces, de esta manera, inmediatamente después tendrían que perforar el pozo dado que está autorizado ese pozo. ¿No?

Esto mismo está pasando en el Uchukil-0153. Si nosotros vemos el cronograma, tienen, o sea, digamos casi en paralelo la perforación de pozos. Entonces, hablando del mismo operador, mi punto sería si tienen, o sea, previsto que al final de cuentas es importante tener las plataformas previstas. O sea, si nosotros vemos esta lámina que es la 27, ellos están previendo que pues de manera paralela, ya no voy a decir los meses porque pues ya tendrían que estar perforando algunos pozos, pero de manera paralela van a estar perforando pozos y por lo tanto pues se suman a las tres más dos, tendría que tener cinco, siete, o sea, no sé cuántas plataformas previstas para la perforación de los pozos. Yo creo que sí, dado que lo vimos de manera conjunta, valdría la pena hacer una recomendación al operador para que no suceda lo que está sucediendo de que después vayan a suspender actividades debido a que no cuentan con las plataformas que debieron haber previsto dado que están previendo actividades en paralelo de perforación. Yo sí pediría que pusiéramos una recomendación porque así nos los están presentando. ¿No?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Tengo otro comentario, para ya irme, al caso del Chalabil-0161 que es los pozos Taratunich-201 y Taratunich-3001, los nombres que ya he hecho en otras ocasiones mi comentario. Es algo muy general. Yo creo que sí tenemos que prever desde que nos están presentando los planes en dónde están localizados los pozos porque los asocian a unos campos y a veces digamos la cercanía que tienen con los campos —lo hemos visto en otros casos— a veces son hasta más de cinco, seis, siete kilómetros del campo al cual están asociando, que ya desde el punto de vista de yacimiento ni de continuidad geológica, etc., no tendría ninguna relación de llamarlos por el mismo nombre. O sea, en el caso de Ku-201 se supone que por el tipo de nombre que le están poniendo es de que lo divide alguna falla y que debería de estar contiguo al Campo Ku. Entonces aquí sí tendríamos que revisar, y yo les pediría a ustedes que revisáramos, si sí está contiguo al Campo Ku para que sea el 2001. Yo lo dije en el caso del pozo Ku-301 que estaba como a 5-6 km de Ku y este está en medio. Entonces, digo, al final de cuentas sí valdría la pena que nosotros desde el plan revisemos porque después les va a tocar a la parte de autorización de pozos esto mismo. ¿No?

Y el caso del Taratunich-3001, yo lo que creo es de que Taratunich-3001 es en el Eoceno. Creo que Taratunich, si no mal recuerdo, a lo mejor me estoy equivocando, la formación productora de Taratunich no sé si es en Jurásico Jonathan. ¿Sí? Bueno, de mi memoria es Jurásico. Entonces si está en el mismo campo, se supone que debe de estar en la parte superior, es más somero que el campo. Entonces aquí valdría la pena ver dónde está localizado este pozo porque yo supondría que, si ya tenemos perforado todo lo que es el Campo Taratunich, deberíamos de tener ya evidencia que pueda existir algo en el Eoceno. Ese sí es mi punto, a no ser que esté fuera del campo. Entonces ahí sí también les pediría ver dónde está localizado y que no quede muy fuera, porque si no, ¿por qué lo relacionan con Taratunich? Ahí el nombre para mí sí es importante, ¿no? Porque no tendría mucho caso. Es posiblemente un nuevo yacimiento.

1  
DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Entonces, si está de acuerdo doctora, lo que podemos hacer es revisar estos casos y, en caso de que las propuestas estén fuera digamos de lo que sería la estructura principal del campo, hacer la recomendación que se tome otro nombre de prospecto dado que no cumple con la normativa.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con los lineamientos que tenemos, eh.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto, como recomendación y ya en el momento que se haga el proceso de autorización pues ya se toma esa recomendación para hacerlo. Nada más para aclararle, en el caso de Ku de cuando usted lo mencionó, fue sobre Ku-201.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Ah, ¿este es el mismo? Soy congruente.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Este pozo es de los que vienen justamente aprobados todavía con la Asignación anterior. Entonces por eso es que en este plan ya no pudimos moverle el nombre porque ya había una autorización hecha, entonces ya lo dejamos como estaba.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bien, ya ves. OK.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me llamó la atención el comentario de la doctora. Nosotros en general habíamos adoptado la lógica de aprobar un plan base y luego un incremental si un evento sucedía. O sea, te apruebo esto y si esto pasa te apruebo el incremental. Sin embargo, ahorita estamos aprobando como que demasiado abierto. El base tiene uno, el incremental tiene diez. Entonces no es A o B, es A o B1, B2, B3, B4, B5, B6 y entonces debe haber diez eventos que te van a determinar en cuál escenario quedaste al final. Entonces se me hace que para nosotros nos pone un peso muy raro. ¿Cómo vamos a dar seguimiento si no sabemos lo que va a pasar? O sea, ¿cómo sé si vas en tiempo si no sé exactamente? Ahora, si el factor controlante es la plataforma, pues entonces hay que decir, "en caso que se consiga la plataforma, va a pasar esto" o si se consiguen cuatro plataformas o tres o dos.

Miren, yo hice la suma. Estamos aprobando 6 pozos del base y 22 del incremental. Entonces estamos hablando de que puede suceder desde 6 hasta 28. Se me hace que está demasiado abierto como para hacer una



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

evaluación económica o para hacer un seguimiento o para hacer visitas de inspección si no sabemos exactamente. Entonces yo preguntaría, a ver, ¿y cómo vamos a dar seguimiento a esto en una cosa tan abierta? Puede ser un escenario o diez, pero, ¿cuál de los diez? ¿Vas a perforar tres o cinco o siete o cómo? ¿En qué instante se da el aviso para que nos permita saber en qué escenario vas? Si no, va a ser bien difícil. O sea, ¿cómo vigilas un Presupuesto? ¿Cómo vigilas un cumplimiento de perforación? ¿Cómo vigilas un cumplimiento de producción así tan abierta la cosa? Entonces yo quisiera ver cómo vamos a dar seguimiento.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que estamos solicitando doctor es que en el caso en donde vemos que ya es evidente que los calendarios no se están llevando a cabo porque ya debieran haber ocurrido algunas actividades, estamos solicitando que se haga la actualización de los cronogramas y entonces con el cronograma es con el que vamos a darle seguimiento a las actividades. Nada más para mencionar que en este caso de los planes de Pemex, el escenario base efectivamente es el que queda digamos como firme para ellos, es al que se le va a dar seguimiento para cumplimiento del plan y el escenario incremental es solamente un conjunto de actividades que pudieran o no realizar. Pero efectivamente, podrían ser múltiples escenarios.

Entonces con el cronograma que ellos nos están otorgando, que parte de su planeación y programación, es con lo que nosotros le vamos a dar seguimiento a las actividades que debieran ocurrir. Para estos casos no es tan complicado porque tenemos el procedimiento de autorización del pozo exploratorio. Entonces con eso nos damos una idea muy clara de cómo van avanzando ellos respecto de la perforación de pozos. Sería muy difícil que llevaran a cabo una actividad de perforación de pozos, bueno, no se podría hacer que perforen un pozo sin que nos hayamos enterado porque tuvieron que haber pedido la autorización. Entonces cuando no la pidan en el momento que debería corresponder para que perforen el pozo en el tiempo que establece su cronograma, pues ahí estaremos alertando entonces para ver qué es lo que está pasando.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero me da la impresión que es *post mortem*, o sea, ya que sucedió te das cuenta. No te das cuenta





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

antes para poder programar o para poder hacer un plan de seguimiento. Entonces no sé si deberíamos tener un sistema con más anterioridad. O sea, obviamente suceden eventos y los aceptamos en todas las empresas de que si no sucede esto voy a cambiar esto. Pero me da la impresión que ya estamos tan abiertos así como no es un escenario base y un incremental, es un escenario base y 10 factorial Incrementales. Estamos ahí.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Doctora. Bueno, respecto a la pregunta de la doctora, pues para el caso de Campo Taratunich ese tiene yacimiento en Cretácico y en JSK y el que viene documentado en este plan es más somero, vamos a Terciario. Y para el caso de Ku-201 pues se encuentra más o menos a 9.8 km de distancia del Campo Ku. Sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Un comentario por aquí con el doctor Moreira. Lo que dices es que sí nos vamos a dar cuenta porque tienen que pedir la autorización para el pozo. Entonces, aunque sean 10 cosas que tengan que tengan que hacer, nos vamos a dar cuenta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Deberíamos de darnos cuenta porque voy a inventar si el pozo se tiene que perforar en junio, pues ellos mínimo tienen que pedir la autorización del pozo pues digamos un mes antes. Entonces si no están pidiendo la autorización que se va a perforar en junio en mayo, pues algo anda mal. ¿No? Entonces veremos si es por alguna cuestión operativa, le comentaremos al operador o qué está pasando. En todo caso, ellos tendrán que actualizar el Programa de Trabajo. Si no van a llevar a cabo el programa como está hoy en el plan, tendrán que hacer la actualización del Programa de Trabajo. Eso sí.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. La actividad de exploración es fundamental para cualquier operador. Hoy revisamos cinco casos, cinco Planes de Exploración y el analizarlos así todos juntos nos permite hacer comparaciones, lo cual es muy bueno y felicito que lo hayan presentado en esa forma. Entonces lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

primero, me voy a las partes más simples, tengo tres o cuatro puntos. El primero es la lámina 51, en donde podemos observar el caso de, ese, la lámina 51, el escenario base y el escenario incremental.

No necesariamente el escenario incremental parte de algún hecho. Puede ser un hecho que detone varias posibilidades, que es algo que comentaba el doctor Moreira. Pero mi punto aquí con la lámina 55 es que si revisamos todos los Planes de Exploración — todos, sin excepción— cuando se perfora pozo tienen un costo en la seguridad, salud y medio ambiente, a excepción de este. Miren, en 2020 se perfora pozo y no hay costo y generalmente en todos cuando se perfora pozo, por ejemplo, en 2022, hay esa cantidad mágica: 146,341 que se repite en varios de los escenarios. Entonces la primera pregunta es ¿por qué no están incluyéndolo? deberían de haberlo incluido en este caso en Chalabil en la Asignación 0161. Pero son congruentes porque no lo hacen ni en la base ni en el base más incremental, pero seguramente que sí hay costos. Entonces algo sucedió ahí raro. Yo sé que no tienen una respuesta, pero habría que revisar qué pasa. ¿No? A lo mejor está metido en otro rubro, pero en general, si hacemos el análisis de todos ellos, siempre que tengamos perforación de pozos siempre vamos a tener seguridad, salud y medio ambiente, a excepción de este en el 2020. Porque ya para los otros años en 2022 y 2023 ya lo traen. Entonces es un hallazgo ahí que habrá que revisar.

Pero regresando a la famosa lámina 14 que está pues muy interesante y que ya varios lo han comentado. Esta lámina 14 nos plantea este caso del pozo Asab y aquí tengo varios puntos. Miren, Asab tiene por ahí por la mitad, donde está en la adquisición y procesamiento de información tiene un estudio electromagnético y en el estudio electromagnético solamente hay dos casos de todos los que vimos que lo traen y son precisamente los Uchukil.

El estudio electromagnético lo que permite es tener una mejor certidumbre de la saturación de los fluidos dentro de las formaciones o puede determinar si hay hidrocarburos. Pero hay algo ahí. La primera pregunta es por qué estos sí y los otros no, porque por eso empecé diciendo que es una actividad muy importante para el operador, pero como que no hay una congruencia en todos los casos. Seguramente hay alguna cuestión aquí. Ustedes son expertos en exploración. ¿Por qué en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

algunos sí se mete electromagnéticos y en otros no? Seguramente aquí encontramos dos. Pero dejo la pregunta en el aire.

Pero aquí lo otro interesante es que empiezan a perforar o está la posibilidad de perforar el Asab-1, que además es de los que tienen mayor posibilidad de volumen y que, además como ya lo comentaron por acá, pues trae la posibilidad de una unificación si hay conductividad hidráulica con Zama. Pero miren, antes de que termine el estudio electromagnético Asab, que yo creo que por eso le pusieron Asab, porque incluye la posición donde está Asab-1, antes de terminarlo ya están perforando los pozos. ¿Qué está pasando? Esa sería como la segunda pregunta. ¿No?

Y si ven otro tipo de Planes de Exploración, por ejemplo, el 0152, este es el 0151. El 0152 también trae ese tipo de cuestiones que los estudios sísmicos terminan después de que se perforan los pozos. Por ejemplo, el Niquita. El Niquita abajo dice procesamiento sísmico ahí donde está el cursor. Procesamiento sísmico 3D Unión Campeche, subvolumen Niquita y termina después de que se perforó el pozo. Entonces yo entiendo que seguramente los estudios incluyen una gran cantidad de área y primero terminan el área que le corresponde a los pozos y por eso los perforan, pero creo que es importante que ustedes hagan un comentario técnico en ese sentido.

Entonces a ver, repito. A lo mejor dije muchas cosas. Lo primero es ¿por qué los estudios electromagnéticos no es una constante en todos los Planes de Exploración?, ¿por qué en algunos sí y en otros no? Lo segundo es ¿por qué hay actividades de perforación antes de terminar los estudios?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si pueden ir a la lámina anterior de esta que, pues, gracias por la observación doctor. Es interesante porque efectivamente este estudio electromagnético Asab en el cronograma y en las láminas no es un estudio puntual. Lo que sucedió a lo mejor, y por eso tenemos una referencia como antecedente, es que en los años anteriores Petróleos Mexicanos estuvo haciendo estudios electromagnéticos a nivel de prospecto, sobre todo en aguas profundas. Entonces se hacían estudios con una extensión de muy poquitos kilómetros cuadrados solamente para visualizar el área del prospecto. No obstante, estos estudios electromagnéticos tienen una característica distinta y este estudio abarca





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

573 km<sup>2</sup>. Entonces prácticamente este estudio, y por eso pedí que pusiéramos esta diapositiva, no sé por qué mi *mouse* no funciona, pero abarca justamente casi todas las oportunidades exploratorias que están en este borde occidental del área.

Entonces no es solamente que el estudio Asab electromagnético vaya enfocado al prospecto Asab. Efectivamente lo va a cubrir, pero en realidad está yendo a recoger información para todas estas oportunidades, evidentemente sí sale alguna otra. Pero es un estudio más regional, más que de carácter local, entonces es por eso que se puede hacer digamos o varios de los prospectos que se detonan. Ahora sí si podemos ir a la siguiente. Varios de los prospectos que se detonan después de realizar este estudio electromagnético son justamente muchos de estos prospectos que están aquí. Son, si los vemos en el mapa, los que están en esa área. Entonces ese es, por un lado. Lo que sucede es que, efectivamente, habíamos estado acostumbrados a los estudios electromagnéticos enfocados a un prospecto.

Y los nombres pues creo que pueden ser un tanto desafortunados, ¿no? Porque efectivamente el otro estudio que se llama Niquita pues tomó el nombre porque ahí estaba el prospecto Niquita, pero no significa que sea un estudio particular nada más de ese prospecto. Es un estudio también de un subvolumen sísmico que abarca un kilometraje mucho mayor. Entonces eso es lo que tiene que ver con los estudios. Por eso es que aparentemente estos estudios electromagnéticos, como los habíamos visualizado, tendrían que ir efectivamente, acá es donde se ve la cobertura de los estudios exploratorios. Entonces por aquí vemos el subvolumen Niquita que es justo este que tiene el achurado con líneas diagonales y es toda esta porción que viene en esta zona. Entonces no es solamente el prospecto Niquita. Ustedes recuerdan debería estar por aquí por donde pongo el puntero ahorita, pero el estudio prácticamente cubre todo el bloque. Entonces es un tanto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces van dando prioridad a las áreas que requieren tener información o una interpretación para perforar los pozos. Creo que eso es importante comentarlo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Entonces, además de eso



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

doctor, es que y ahí retomo un poco o ligo estas dos preguntas porque anteriormente lo que había estado haciendo Petróleos Mexicanos era obtener información sísmica y, a partir de que localizaba algún prospecto, entonces decidía por el grado de certidumbre o incertidumbre que era necesario hacer un estudio electromagnético para precisar justamente si es que podía observarse algún contenido de fluidos. En este caso los estudios, como son más regionales, todavía no está decidiendo hacer estudios electromagnéticos enfocados en algunos prospectos y al menos, como está visualizada la estrategia exploratoria, pues no lo menciona hacer estudios electromagnéticos enfocados en los prospectos. Más bien los está haciendo de manera general para correlacionar esa información electromagnética con la información sísmica, pero no es digamos el concepto que traían en aguas profundas hace algunos años.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Nada más mi último comentario es cuando los operadores —en este caso Pemex Exploración y Producción— nos plantean un plan, aseguran que las actividades que la parte económica pues pueda estar disponible. Entonces me refiero al comentario que hizo la doctora Alma América en donde pedía que recomendáramos y lo que capté fue las plataformas. Pero me parece que es como pues llegar otra vez a decirles, “pero me tienes que asegurar que todo lo que dices que vas a hacer pues lo hagas”. ¿No? No sé si nos podamos a ir tan a detalle en las plataformas. Yo propondría que, a lo mejor si esto se acordara, tuviera una redacción más global. ¿No? No solamente referirnos a plataformas, sino en general que se buscara tener todos los recursos financieros, los recursos humanos, los recursos tecnológicos para poder hacerlo. Pero finalmente es como una premisa que trae implícito el plan y entonces si lo hacemos ahora pues tendríamos que hacerlo casi, casi como una definición de siempre. No podríamos hacerlo en alguna otra ocasión.

Entonces realmente yo entiendo la preocupación y la comparto, pero no sé cómo pudiéramos plantearlo en la resolución si al final de cuentas es algo implícito que los operadores deben de asegurar. Por qué tendríamos que decirles, “oye, pero sí me vas a asegurar que vas a tener tal cosa, las tuberías de perforación o no sé”. Me gustaría a lo mejor tener un poquito más de esa definición por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No. Quizá yo lo comenté Comisionado Martínez debido al caso específico que está sucediendo en la Asignación 0152-Uchukil porque, como lo hemos comentado ya en diversas ocasiones, traemos un retraso en la perforación de un pozo, en la cual nos llama mucho la atención dado de que Petróleos Mexicanos en realidad ha tenido a bien hacer contrataciones de plataformas. O sea, tiene Contratos para plataformas en donde él pues digamos se abastece, voy a ponerlo así, de las plataformas para las necesidades que tiene en sus diferentes áreas.

En este caso en específico, por alguna razón que desconozco, se ha retrasado pues un año en la perforación de un pozo que ya tiene autorizado y que es el pozo Asab. Yo estaba viendo aquí la suspensión que nos pidieron y en realidad estaba en sus últimos 60 días para poder perforar ese pozo y 20 días antes de que finiquitara el tiempo para perforarlo, y sino terminar la autorización por no haberlo perforado, nos pidió una suspensión de tiempos hasta que consiguiera la plataforma, por lo que haya sido. Entonces nosotros se la dimos en este caso y se va hasta que tenga la plataforma, se reinician los tiempos y tiene 20 días para iniciar su perforación.

Entonces en este caso en específico yo creo para mí sí es importante el pozo porque lleva un año de retraso el pozo, un año. O sea, digo un año que se va a cumplir en febrero, eh. Entonces creo que sí es importante comentar que teniendo el tipo de Contratos que tiene a mí se me hace ilógico que estemos esperando una plataforma por un año para perforar un pozo tan importante como es el caso de Asab. Ese es mi comentario. Quizá en otros casos, pues sí, nosotros estamos confiando que se tenga el recurso, la inversión necesaria para realizar las actividades que nos están proponiendo. Pero yo estoy viendo que, en este caso, en esta Asignación están proponiendo tres pozos al mismo tiempo. Si ya en uno nos están diciendo de que están esperando un año para perforar el pozo, pues yo diría, "aguas, tienen que tener sus otras dos plataformas listas para perforar en caso que lo quieran perfora", porque eso es lo que vamos a autorizar el día de hoy.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces el comentario sería específicamente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo en este. Y ahora, viéndolo en global si es el mismo operador, pues yo nada más diría, “bueno, ojalá que tengan todo”. O sea, yo confío que tenga todo el resto, todo. O sea, lo que siempre ha pasado, ¿no? Nosotros hemos confiado. Pero en este caso yo sí tengo una preocupación.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este es un ejemplo de que no sabemos eso. O sea, dices tú sabemos cuál alternativa va porque nos pidieron permiso para perforar, pero Asab nos pidieron permiso en febrero y todavía ahorita no sucede nada. Es más, ahorita ya supimos que no va a suceder porque nos pidieron más tiempo, pero por seis meses no pasó nada, ni se perforó, ni nos avisaron. Entonces tenemos que tener un sistema más eficiente para saber qué está pasando, sino quedamos un poquito perdidos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo creo que el tema es, ya se ha dicho muchas veces antes, el tema es de supervisión y de seguimiento a las Asignaciones. Yo coincido con Rodrigo en el sentido de que si ellos van a perforar un pozo “x” en el mes de junio y es mayo y no nos han presentado la solicitud de autorización, algo deberíamos de hacer como regulador. Y digamos, más allá del pozo, yo creo que lo que está pendiente ahora es la revisión del cumplimiento de los Planes de Exploración como tal que terminaron en ronda 0 pues que son estos mismos. ¿No? Ese yo creo que es un tema que está pendiente y ahí me parece que podremos abordar este caso y muchos otros.

Y yo quisiera irme otra vez al comentario inicial, que es donde están las dos gráficas de recursos prospectivos versus incorporación de recursos, que a mí me sigue sonando extraño y yo comparto perfectamente el comentario de la doctora Alma América. Recordemos que el Plan de Negocios de Pemex lo que prevé es la incorporación de 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por lo menos por año del 2019 al año 2024 y eso se discutió acá cuando concluyeron las Asignaciones de Exploración de Ronda 0.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Hubo algunos comentarios en el sentido de pues que era una meta bastante digamos ambiciosa, complicada. ¿No? Y entonces digamos, nada más para no mandar una señal equivocada, yo quisiera proponerles que más que una posible incorporación de recursos, que en realidad para mí ahí hay una contradicción pues en el significado de los términos. Si ya los incorporaste, pues ya no son recursos, ya son reservas. Ya las descubriste y por eso los incorporas. Quizá estoy siendo demasiado literal en los conceptos. Pero, digamos, en tanto no sean reservas, pues siguen siendo recursos prospectivos que estás explorando y que eventualmente si descubres y si delimitas pues entonces puedes ya hablar de incorporación de reservas.

Lo que no quisiera es que nosotros mismos estuviéramos mandando una señal de que se van a incorporar o de que hasta a la fecha han incorporado este número de recursos, que es una cosa rara, y hablar de lo que creo deberíamos de hablar, que es de la de incorporación de reservas. Y eso, insisto, no sucederá hasta que no tengan un descubrimiento que sea declarado comercial, que sea delimitado y entonces sí podamos hablar ya de reservas. No sé si me explico. Lo que no quisiera es mandar una señal desde el regulador pues de que ya incorporaron recursos por estas cantidades. Y si es cero, pues es cero y si son 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente la meta y hoy es cero, pues tengámoslo claro todos para que no vayamos después a pensar que nosotros mismos estábamos ya con algunas cifras que en realidad no son tales.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues a mí me gustaría avalar lo que se acaba de comentar porque esto lo dejamos a interpretación de las personas que a lo mejor no son los especialistas. Nosotros tenemos bien claro que las reservas pues son volúmenes de hidrocarburos que tienen cierta certidumbre de existir, entonces decimos la reserva 1P tiene 90%. Pero aquí al decir recursos como que queda en el aire, pero finalmente es posible incorporación de reservas y cuando le ponemos "posible" pues eso es que pueden existir o no pueden existir, pero al dejarles "recursos" creo que se puede quedar todavía con la idea siguen siendo recursos prospectivos, no están haciendo nada para pasarlo a reserva.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Si somos muy técnicos en el sentido de reserva, pues no se va a dar hasta que pues se perfore, hasta que pase por todo un procedimiento dentro del Órgano Regulador de la CNH, pero van a ser reservas. Entonces "posible incorporación de reservas" deja la claridad de que pueden existir o no existir y pueden ser estas o pueden ser menos que estas o pueden ser mayor que éstas. Todo depende del cómo se den los descubrimientos. Entonces me parece que por una cuestión de claridad no tenemos ningún problema de ponerle "posible incorporación de reservas". Yo no le veo ningún problema, técnicamente no hay ningún problema porque está la palabra "posible". Si le quitamos "posible", entonces ahí sí hay un problema porque incorporación de reservas ya da seguridad, pero es posible incorporación de reservas. Digo, es una presentación realmente. Esto no viene ni siquiera en la resolución, pero creo que hay que ser muy claros cuando hagamos las presentaciones para que pues toda la gente pueda entenderlo. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, de acuerdo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Entonces si están de acuerdo, cambiamos para que diga posible incorporación de reservas y nada más por si alguien quiere irse al detalle fino de qué significa, le ponemos por ahí un asterisco que diga sujeto a la aprobación del Programa de Evaluación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Posible es más que suficiente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Alguien tiene un comentario? Maestra Bertha.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Yo querría solamente tratar de proponer una respuesta al comentario del Comisionado Martínez respecto a por qué tendríamos un monto en seguridad, salud y medio ambiente si no había un pozo perforado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es al revés. Había un pozo y no había costo.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Y no había costo. Probablemente tenga que ver con la situación de que todos los montos van asociados a los estudios de impacto ambiental y los proyectos que ahorita están presentados no están partiendo de cero. ¿No? Como comentaba el Comisionado Pimentel, pues vienen de los planes que estaban vigentes a partir de ronda 0. Entonces no lo tengo con certeza, me parece que esa podría ser una posible respuesta, que el estudio lo tuvieran ya con anterioridad a ahorita, porque además se trata justo del pozo Ku-201 que comentaban que estaba ya como probable a perforar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ya está, ya está perforado.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Entonces tal vez esa podría ser una respuesta a su comentario Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que habría que revisarlo porque la parte de los gastos de seguridad, salud y medio ambiente no tiene solamente que ver con la línea ambiental, tiene que ver también con las cuestiones de la perforación misma. Entonces bueno, chéquenlo.

Pero yo quiero regresar a esta lámina. Y está claro, la explicación fue muy clara. O sea, si estamos en la parte base, los recursos prospectivos son 965 millones de barriles de petróleo equivalente, pero en el incremental es la suma de los dos y a lo mejor en la forma como se presenta, si uno no tiene cuidado de leer todo lo que viene ahí, no da la claridad de toda la cantidad de recursos prospectivos que hay.

Lo dice ahí abajo, dice que la suma de los dos son 3,258 y que la suma de la posible incorporación de reservas son 1,117 millones por lo que comentaba hace rato el Comisionado Pimentel que decía que hay una meta y esto es parte de lo que va a ayudar a la meta. Porque también en la lámina anterior hablan de todos los planes que hemos recibido y apenas vamos avanzando.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Pero creo que esta lámina, la que estábamos viendo —ya me la cambiaron, esta— deberíamos de ponerle la suma a los dos para una cuestión visual. Aunque allá abajo está, pero como que a veces uno se va solamente a ver las barras. ¿No? Pero precisamente es la suma de los dos. O sea, la incremental no contiene el base, el incremental es adicional al base. Y lo dijeron bien, la explicación fue muy clara. Entonces es más de lo que cualquiera interpreta cuando lo ve. Es claridad nada más de las láminas.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- O sea, nada más quisiera hacer un último comentario por la preocupación del doctor Moreira y que yo comparto, que es algo en lo que tenemos que estar enfocados, que es la supervisión. Y es que efectivamente se hace la autorización del pozo y podría quedar la autorización ahí más o menos en el limbo. ¿No?

No obstante, la propia regulación establece que nos tienen que dar un aviso de inicio de perforación. Todavía tenemos otro cachito de poder capturar la actividad. Si no ocurre ninguno de esos dos, entonces efectivamente ya tendremos que hacer algo adicional.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario extra. Si no hay más comentarios, pido al Secretario dé lectura a las propuestas de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y los Acuerdos siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0160-Chalabil.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.71.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0160-Chalabil.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0161-Chalabil.

### **ACUERDO CNH.E.71.002/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0161-Chalabil.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.003/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0162-Chalabil.

### **ACUERDO CNH.E.71.003/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0162-Chalabil.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.004/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0152-Uchukil.

### **ACUERDO CNH.E.71.004/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Exploración presentado por Pemex Exploración y  
Producción para la Asignación AE-0152-Uchukil.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.005/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de  
Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado  
por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-  
0153-Uchukil.

### **ACUERDO CNH.E.71.005/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII,  
y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores  
Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44  
fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II,  
inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de  
Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,  
emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de  
Exploración presentado por Pemex Exploración y  
Producción para la Asignación AE-0153-Uchukil.

**II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional  
de Hidrocarburos se pronuncia sobre la  
modificación del Programa de Trabajo 2019 y  
del Presupuesto asociado al mismo,  
presentados por Talos Energy Offshore México  
7, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-  
L01-A7/2015.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia  
del Comisionado Presidente, dio la palabra al maestro Rodrigo  
Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Bueno, ahora traemos a ustedes esta opinión técnica para la modificación del Programa de Trabajo y del Presupuesto de 2019 de uno de los Contratos de la ronda 1.1, donde justamente el operador es Talos Offshore y es coincidentemente donde se hizo el descubrimiento de Zama que ya comentaron.

Quisiera nada más recordarles que hace unas sesiones, apenas muy poco, se aprobó el Programa de Inversiones para el siguiente año, para 2020. Entonces, al haber habido una configuración digamos de ese Programa de Trabajo y Presupuesto, es necesario hacerlo consistente con el de 2019. Entonces es justamente para guardar esa congruencia y que en el seguimiento en los posteriores años no genere un cortocircuito. Entonces si avanzamos.

El fundamento legal pues es el que tomamos para llevar a cabo este procedimiento. Es el que queda en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión y además lo que está establecido en los lineamientos justamente para este procedimiento de modificación y lo que establece el propio Contrato que le da vida a esta área contractual.

Solo para recordarles, el área contractual es esta que está justamente achurada con este color y lo que tenemos o lo que queremos resaltar aquí es que es un área pues sumamente poblada de actividades. Esta es un área que tiene tanto Asignaciones por el lado sur como Contratos por toda la parte norte. Entonces es un área que está siendo sumamente explorada y ya lo vimos ahorita con los Planes de Exploración que se aprobaron. Entonces si vemos, si avanzamos a la siguiente.

Esta área se localiza justamente en la provincia geológica Salina del Istmo en las Cuencas del Sureste que hemos estado platicando más o menos a 20 km al frente del litoral del Estado de Tabasco. La resolución por la que se encuentra aprobado el Programa de Evaluación vigente se dio el 25 de septiembre de 2018 en la sesión de ese día y el Programa de Trabajo y Presupuesto 2019 vigentes justamente parten de otro par de resoluciones





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que se dieron en una sesión del 9 de septiembre de 2019 y la sesión del 15 de noviembre de 2018 para la fase de evaluación. Eso es lo que enmarca digamos administrativamente este Contrato. La superficie es de cerca de cerca de 465 km<sup>2</sup> y el tirante de agua es una media de 150 metros. ¿Entonces cuál es el objetivo de la modificación? En la siguiente vemos.

Por un lado, es importante mencionar que las actividades de exploración que están inscritas en esta zona se mantienen de acuerdo al Programa de Trabajo y Presupuesto que están vigentes. No se están modificando las actividades exploratorias porque recordemos que aquí confluyen las actividades exploratorias y las de evaluación. Aquí las exploratorias no las estamos tocando. Lo que se está haciendo es recalendarizar tareas planeadas de 2019 y 2020, adicionar y ampliar el alcance de trabajo de algunas tareas asociadas, pero en la fase de evaluación. Entonces eso es importante porque aquí trascienden ambas. Entonces en la siguiente vemos justamente el comparativo que es lo que tratamos de expresarles para que sea o buscar que sea claro cuál es la modificación que se tiene que hacer para este Programa de Trabajo y Presupuesto para 2019.

Del lado izquierdo ustedes ven el cuadro que hace referencia a las actividades petroleras, subactividades y tareas que se consideran en el 2019 y en el lado derecho vemos una tabla análoga, solamente que resaltamos con color azul aquellas tareas y subtareas que fueron modificadas o que se está proponiendo que se modifiquen. Entonces empezamos desde la subtarea general, en donde algunas de estas actividades de general justamente se están modificando porque hay alguna gestión de revisión de Contratos que se está realizando adicionalmente a lo que se tenía aprobado.

Después en las subtareas de geofísica, perdón, en la subactividad de geofísica vemos que hay dos tareas. Esas dos tareas por un lado una se está teniendo la adquisición de información, esta adquisición sísmica 2D, 3D y 4D. Se está recalendarizando un modelaje de iluminación que se tenía considerado en 2019 para también llevarlo hacia 2020 y entonces se tiene que ajustar el calendario de 2019. Para la otra actividad de preprocesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos, también se está recalendarizando y aquí lo que se está haciendo es que la actividad la iba a realizar un consultor. No obstante, el operador ha



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

decidido realizarla por ellos mismos, entonces también ese es el impacto que se tiene.

En la subactividad de geofísica, perdón, en la subactividad de geología lo que tenemos son cambios en estas tres tareas. Entonces si vemos para la tarea de estudios geológicos que es estas que aparecen aquí, lo que vemos es que se están recalendarizando algunos de los trabajos que se estaban haciendo, sobre todos los que están enfocados en el modelo estratigráfico del yacimiento. Entonces se están haciendo algunos estudios más específicos y el operador está previendo también un cambio en los costos que prevé un pequeño aumento en el Presupuesto que vamos a ver ahorita en la siguiente lámina.

Respecto de las actividades de ingeniería de yacimientos, también hay algunos cambios que se están proponiendo para esta zona o para estas tareas. Entonces aquí lo que estamos viendo es que el modelado que ellos tenían de la simulación de yacimientos prevé un aumento del Presupuesto que se estaba haciendo justamente por un mayor alcance en las actividades. En la tarea que tenemos, perdón, la siguiente. En la tarea que tenemos de caracterización de yacimientos, justamente se están tomando estudios de presión, volumen, temperatura, los conocidos como PVT, y una mayor cantidad de muestras que se están analizando, sobre todo del acuífero. Entonces eso nos lleva a tener un mayor tiempo en las actividades.

Ahora, respecto a las actividades de otras ingenierías que son las que están aquí abajo en esta zona que también son las últimas digamos que se están afectando, el operador lo que está proponiendo es iniciar con la ingeniería conceptual, preparándose justamente para el Plan de Desarrollo que tendrá que existir justamente derivado del Programa de Evaluación. Entonces ese es el impacto que se tiene justo en estas tareas. Entonces si vamos a la siguiente por favor.

Aquí lo que vamos a ver ahora es el impacto que se tiene en el Presupuesto de estas modificaciones. Entonces vemos, aquí arriba vemos la tabla del Presupuesto que está aprobado y aquí abajo vemos la diferencia que hay del Presupuesto vigente de 2019 versus el Presupuesto que se está sometiendo a aprobación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces vemos que para la actividad de general, justamente como se agregan estas actividades de revisión de Contratos, hay un incremento en el monto. En la subactividad de geofísica este modelo de sustitución de fluidos que se iba a hacer por parte de un consultor y ahora lo hace la empresa, entonces hay una disminución en el monto. Respecto de geología, solo se hizo una actualización de las estimaciones que se tenían. Respecto de ingeniería de yacimientos, se están ampliando los objetivos de los estudios PVT que les mencionaba y se está actualizando el programa de caracterización de yacimientos, por eso es que se incrementa el Presupuesto.

En otras ingenierías les decía están haciendo algunas actividades de diseño de instalaciones que tienen que ver ya con la visualización hacia el Plan de Desarrollo que se dará en esta área. Y la perforación de pozos se mantiene. En la parte de pruebas de producción, si bien ha habido alguna modificación de acuerdo a las tareas, no afecta al Presupuesto y así tampoco el de seguridad, salud y medio ambiente. De manera que el Presupuesto se ve afectado en poco más de 8 millones de dólares, lo cual pues no supera el umbral para hacer una modificación del Programa de Evaluación. Por eso es que solamente se somete a consideración la modificación del Programa de Trabajo y del Presupuesto asociado al mismo. Si avanzamos por favor.

Entonces esta modificación que traemos a ustedes del programa de 2019 está asociada, como les decía, al Programa de Evaluación. Vemos que es adecuada para darle continuidad a los trabajos, sobre todo para hacerla consistente con el Programa de Trabajo que se aprobó para 2020. El Presupuesto asociado a la modificación es razonable y cumple con los requisitos que establecen las cláusulas, en particular la cláusula 11 del Contrato, puesto que los costos permiten llevar a cabo las actividades de acuerdo con el programa que se tenía considerado para 2019. Y estas actividades a desarrollar en este Programa de Trabajo están asociadas justamente nada más con el Programa de Evaluación de Zama, que se alinea con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional. Y lo que se observó por parte del área es que los montos establecidos para dichas actividades son adecuados y se encuentran dentro de los rangos de referencia que se construyen pues con la información más adecuada que tenemos en esta Comisión. Por lo tanto, entonces si vamos a la siguiente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La modificación de este Programa de Trabajo y Presupuesto la advertimos técnicamente viable toda vez que, además de cumplir con toda la normatividad asociada, plantea lo que plantea. Permite generar y acelerar el conocimiento geológico del subsuelo, por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno que se apruebe la modificación del Programa de Trabajo y el Presupuesto que está asociado con este Programa de Trabajo para 2019 del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015 del operador Talos Offshore México.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. Estas modificaciones son pues después de, ¿no? Ya está prácticamente concluido el año y es del plan de 2019, pero son ligeras las modificaciones. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Y es justamente para guardar consistencia de las últimas actividades que se hicieron del año. Y como algunas actividades se pasaron a 2020 y como ya se aprobó el programa de 2020, si no se hicieran estas adecuaciones, pues quedaría una inconsistencia ahí hacia atrás. Entonces estamos buscando que quede todo en orden.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario. Sí, adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Es algo muy simple, pero en la lámina 7 está con claridad que la ingeniería de yacimientos tiene un cambio fuerte en porcentaje con respecto a todos los demás y entonces se dice que todo esto es debido a que se actualizan los costos de mantenimiento de software, seguramente subieron de precio. Me voy al último, me voy a saltar el de en medio. Se actualiza el programa de caracterización de yacimientos. Esto está muy bien. Pero cuando dice "se amplían los objetivos de los estudios PVT", yo creo que debemos de redactar eso. Los objetivos de los estudios PVT no se pueden cambiar, ¿no? Son más estudios PVT. O sea, la cantidad de estudios PVT se incrementa, pero no se incrementa el objetivo del estudio PVT que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

es simplemente caracterizar los fluidos del yacimiento. Ya no sigo diciendo más.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Se amplían los estudios. Vamos a revisar doctor para que la resolución.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor es la presentación, pero revisen cómo está la resolución.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Si no hay más comentarios, pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y los Acuerdos siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.006/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2019 presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

### **ACUERDO CNH.E.71.006/19**

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, así como en las Cláusulas 10.4 y 10.5 del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Resolución por la que se aprueba la modificación al Programa de Trabajo 2019, presentada por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.71.007/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba, la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2019 presentado por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L01- A7/2015.

### **ACUERDO CNH.E.71.007/19**

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, así como en la Cláusula 11.4, del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2019, presentada por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:49 horas del día 3 de diciembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Septuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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 el Secretario Ejecutivo.

Rogelio Hernández Cázares  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya  
Secretario Ejecutivo

para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019