



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:13 horas del día 30 de enero del año 2020, 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, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta, con el objeto de celebrar la Sexta Sesión Extraordinaria de 2020 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 220.0112/2020, entregado a los Comisionados el 29 de enero de 2020, 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 Ejecutivo sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0132-Cuichapa.
- 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-0134-Cuichapa.
- 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-0136-Cuichapa.
- 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-0137-Cuichapa.
- 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-0138-Cuichapa.
- II.6 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-0139-Cuichapa.
- II.7 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de la autorización a Pemex Exploración Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.
- II.8 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los requisitos que deberán cumplirse a efecto de acreditar las capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia en la cesión del control corporativo y de gestión del contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.9 Consejo Consultivo para analizar el anteproyecto del Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición 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-0132-Cuichapa.
- 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-0134-Cuichapa.
- 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-0136-Cuichapa.
- 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-0137-Cuichapa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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-0138-Cuichapa.

II.6 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-0139-Cuichapa.

Respecto de los puntos II.1 al II.6 del Orden del Día, el Secretario Ejecutivo explicó que por tratarse del mismo tema y el mismo operador su presentación se realizaría de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Asignación.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo 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:

“MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias. Buena tarde, Comisionados. Buena tarde, compañeros. Pues efectivamente, como lo decía el licenciado Fernando Ruíz, vamos a hacer una presentación integral para tratar estos 6 Planes que Pemex solicitó y traemos el dictamen hacia este Órgano de Gobierno. Entonces, de manera general, el fundamento que utilizamos para desahogar este trámite, pues, es el mismo fundamento legal para todos y es el que ven ahorita en pantalla,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la siguiente diapositiva. Se trata de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión, que faculta, obviamente, a la Dirección General a traer este dictamen y al Órgano de Gobierno a resolver sobre él. Los lineamientos que establecen el procedimiento que debemos seguir, tanto nosotros como los operadores, para desahogar este trámite y los propios títulos de Asignación que en el cuerpo del mismo establecen algunos requisitos y específicamente, los Anexos 1 y 2 que también presentan esas características.

Entonces, si ustedes lo notaron, en los nombres de las asignaciones están compuestos por el número y un nombre que es Cuichapa. Estas 6 asignaciones se refieren a un proyecto que Pemex denominó así: Cuichapa. ¿Qué pasa? En este proyecto hay, además, otras 2 asignaciones. Una de ellas que veremos la siguiente semana y una más que ya se aprobó, que es la AE-0133. Entonces, hoy nos referiremos a las 6 restantes, que están dentro del proyecto. Entonces, ahora, si vemos este mapa, que ustedes ven aquí en la pantalla, son estas 6 asignaciones que están en rojo las que veremos hoy, esta Asignación, la que les comentaba, esta que está en azul, ya fue aprobada y hay una Asignación más, aquí al norte, que es la que veremos en las siguientes sesiones. Entonces, iremos en orden creciente desde el punto de vista de los números 132, 134 y así sucesivamente. Entonces, si vamos a la siguiente, vamos a ver, dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio dónde se encuentran esas asignaciones están en la evaluación del potencial petrolero y llegando a la fase de incorporación de reservas ¿por qué es muy importante tomar aquí un minuto para explicar esto?, porque el objetivo del Plan, en todas las asignaciones, es similar por eso lo agrupamos aquí. Incorporar recursos, buscando la continuidad de los *plays* establecidos en el Terciario. En esta área ya se tienen diversos campos que producen al nivel del Terciario. Entonces, por eso están buscando, en las áreas en donde no hay producción, por supuesto, buscar que esos *plays* sean productores. Buscar unas zonas en donde esos *plays* sean productores, pero ya de un *play* establecido, conocido. Y, además, la evaluación de los *plays* Mesozoicos que están en la Cuenta Salina del Istmo. Esta porción que estamos tratando hoy, es la porción, digamos, terrestre, de la cuenca salina del Istmo, y es muy importante decir que de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recientes descubrimientos que tuvo Pemex en la zona de la cuenca de Veracruz, al sur de la Cuenca de Veracruz, están haciendo una correlación, a nivel del Mesozoico, trasladando ese conocimiento o intentando trasladar ese conocimiento, hacia la parte de Cuichapa, entonces, por eso es que estos *plays* de la Cuenca Salina del Istmo estarán en evaluación y son *plays* que en esta zona no están establecidos. Entonces, veremos algunas actividades que van hacia el Terciario y otras actividades que van hacia el Mesozoico. Es por este concepto que está visualizando Petróleos Mexicanos de manera regional que, si lo vemos, a veces, en Asignación por Asignación, pues se pierde, pero en el contexto general, pues, se alcanza a ver mejor entonces para llevar acabo estos objetivos — por eso, perdón — es que algunas actividades caen dentro de la fase de evaluación del potencial petrolero, que serían de manera general, digamos, del Mesozoico y las de incorporación de reservas serían, más o menos, las de Terciario, de manera muy genérica. Entonces, para llevar a cabo estos objetivos, o para alcanzar estos objetivos, Pemex plantea la adquisición y procesado de información geofísica, también llevar a cabo estudios exploratorios y la perforación de prospectos en las diferentes asignaciones. Entonces, recordar que el Anexo 2 que representa el Compromiso Mínimo de Trabajo de las asignaciones, se establece para todas estas asignaciones, que el operador en este caso, Petróleos Mexicanos, debe llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio en el periodo inicial de exploración, ese es el compromiso que se tiene en la Asignación. Entonces, ahora sí, vamos a ir recorriendo específicamente cada una de estas asignaciones iniciaremos con la AE-0132. Como ya vimos, estamos en la parte sureste de México, vemos aquí en el mapa este polígono rojo es justamente el que envuelve el área de la Asignación, si lo vemos en el mapa general, pues, estamos en la parte sur de Veracruz, en la frontera, ya casi llegando a la frontera con Tabasco. Estamos geológicamente hablando, en la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste, como decíamos en la Cuenca Salina del Istmo.

Como antecedentes, recordar, nada más, que los antecedentes que presentamos siempre en estos Planes, son aquellos que ocurrieron entre 2014 y 2019, que es cuando Pemex tuvo las asignaciones en su periodo anterior. Se han realizado estudios de carácter regional de *plays*, sistemas petroleros de modelado de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuenas y también han sido estudios a nivel local, digamos, asociados con pozos. Entonces, en este bloque, que mide cerca de 1 mil 180 kilómetros, es lo que se ha tenido. Hay un área de extracción, aquí dentro de este bloque de exploración, que sabemos que donde no se puede llevar a cabo actividades de exploración. Entonces, en la que sigue, vemos qué es lo que se ha hecho al nivel de información sísmica. Todos estos cubos son los que se han recogido, esta es la información que cubre el área, ahí están los nombres, son distintas versiones de información sísmica que se ha ido recogiendo a través del tiempo; se perforó un pozo, este pozo que está aquí indicado. Este pozo Arco I, desafortunadamente fue invadido de agua salada, entonces no tuvo éxito. Si vamos a la siguiente, vemos entonces, ahora sí, las actividades que se proponen realizar. Ahí la propuesta de llevar a cabo adquisición sísmica bidimensional y, también, adquisición sísmica tridimensional. Llevar a cabo estudios exploratorios, dos de identificación, evaluación y selección de prospectos, un VCD y una prueba de prospectos, que son los que están relacionados con la propuesta de perforación de un pozo en el escenario base. Entonces, si avanzamos, vemos, justamente, la propuesta de perforación del pozo en el escenario base que es en un prospecto que Pemex ha denominado Toli-1, este prospecto, si ustedes ven, está aquí en la parte noroeste del bloque, casi en los límites. Es un prospecto que todavía está en fase de maduración y eso ustedes lo pueden ver ahí con la probabilidad geológica que tiene, es de 13%, lo cual nos indica que entonces todavía hay un alto riesgo y ahorita lo vamos a ver en el cronograma de una serie de actividades que van a estar realizando, pues, buscando reducir ese riesgo. Pero ahorita la evaluación que tiene Petróleos Mexicanos les da un recurso prospectivo a la media sin riesgo de 48 millones de barriles. Si vamos a la siguiente, vamos a ver algunos detalles de cómo está configurado estructuralmente digamos este prospecto en el subsuelo. Vemos aquí en la configuración estructural es importante para nosotros mencionárselas, porque el límite de la asignación justamente llega aquí donde esta este cuerpo de sal entonces si lo vemos ya en profundidad, pues el prospecto si queda dentro de la asignación, al menos con la información que hoy se cuenta. Entonces aparentemente no hay un riesgo de que vaya más allá. Entonces el objetivo como les mencionaba hace un momento, están yendo a buscar ya objetivos más profundos en esta área, el objetivo es buscar en los plays del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cretácico Medio, en este caso, en una trampa combinada. La profundidad del pozo sería, ahorita, lo que tienen programado, es cerca de 4 mil 550 metros verticales y estiman encontrar aceite ligero en esa área, entonces, si avanzamos, vemos ahora las actividades que estarán planteando para el escenario incremental. Sabemos que Petróleos Mexicanos siempre maneja este escenario base incremental, como un mínimo y un máximo posible de actividades donde el escenario base pues es aquel que queda comprometido a realizarse, entonces, las actividades de este escenario incremental para esta asignación es adquirir un cubo sísmico, en esta zona no se alcanza a ver muy bien por el color, pero es esta zona amarilla que cubre prácticamente toda el área de la asignación. Después, por supuesto, procesarlo en diferentes versiones. Además, hacer una unión de otro cubo y otra información sísmica que viene aquí, en la parte norte, hacer un estudio más de identificación, de evaluación y selección de prospectos y los estudios asociados con el pozo que vamos a ver ahora.

En la siguiente lámina vemos, entonces, cuál es la propuesta del prospecto para el escenario incremental; es este prospecto denominado Tzawi-1 y este prospecto si tiene visión de ir al Mioceno Inferior entonces es un pozo mucho más somero 2,900 metros, si lo vemos en la asignación, está aquí, prácticamente en la zona central. También es un prospecto que requiere todavía seguirse trabajando. La probabilidad geológica es de 17%, y la estimación de recursos es de 18 millones de barriles a la media sin riesgo. Ahora, si vemos estas actividades en cronograma como se ven pues decíamos va a haber una adquisición de información. Después vendrá, por supuesto, el procesado de la misma. A la par se van a estar haciendo estos estudios de identificación y evaluación y selección de prospectos, divididos, un poco, en estos dos enfoques que decíamos, entonces, de aquí se van a actualizar los modelos geológicos que actualmente tiene Petróleos Mexicanos con la nueva información pues para darle mejor sustento a los prospectos que están ellos pretendiendo perforar, por eso es que vemos que, en este caso, los prospectos están hacia finales de 2021, porque requieren todavía un análisis de información para llevar a cabo estas perforaciones, entonces vemos que está el VCD del pozo a finales de 2021 y la perforación del pozo en 2022 y lo mismo muy parecido, para el pozo del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

escenario incremental y como vimos son dos objetivos completamente diferentes, dos conceptos exploratorios diferentes, digamos, en el área. Ahora, si pasamos a la siguiente, vemos, entonces, las inversiones, las inversiones del escenario base, que son las de la tabla de arriba y el pay de la de derecha, son alrededor de 23.4 millones de dólares considerando pues la perforación solamente de un pozo y la parte de geofísica que le corresponde al área. Este es un estudio que va a cubrir varias asignaciones como vamos a ver en las siguientes laminas. Después, entonces, la inversión que considera las actividades del escenario base y el escenario incremental pues se ve aumentada justamente porque viene la perforación de un pozo adicional, por lo que la inversión llega a 41.8 millones de dólares. Entonces, en ambos casos, la distribución de la inversión pues es dominada por la perforación de pozos. Destacar que, en el escenario incremental, como viene cargada ya la adquisición de la sísmica tridimensional de Almagres pues, entonces, sí aquí hay un monto sensiblemente superior en geofísica, por eso es que la proporción aquí era muy baja de 4% —perdón— de 1% en geofísica, acá se vuelve 22%, porque en el escenario incremental se adquiriría un cubo sísmico tridimensional.

Esos son algunos detalles que tenemos para la Asignación AE-0132. Pasaremos a la Asignación AE-0134, que se encuentra justo al norte de esta Asignación que veíamos, y es este bloque es un bloque mucho más pequeño, 579 kilómetros cuadrados, aproximadamente. Aquí, como antecedente, se han hecho también estudios regionales. Tres estudios regionales, dos estudios de sistemas petroleros, uno de modelado de cuencas, se han hecho estudios asociados con pozos, dos de identificación, evaluación y selección de prospectos y un VCD. Si vamos a la que sigue vemos, entonces, cómo están configurados los distintos estudios sísmicos que están cubriendo el área. Aquí vemos, con los distintos colores, cuáles son esos estudios que se han ido teniendo a lo largo del tiempo y aquí están los nombres de cada uno de ellos. Específicamente, entre 2014 y 2019 en esta área no se perforó ningún pozo exploratorio, por eso es que no hay aquí nada.

Ahora, si vamos a la siguiente, entonces vemos cuáles son las actividades que plantea Petróleos Mexicanos realizar en el escenario base en este bloque. Vemos de nuevo las líneas regionales 2D que traen digamos la información desde el sur de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuenca de Veracruz para correlacionarla con la información de la cuenca salina del Istmo. Es este estudio de *offsets* largos. Procesado de esa misma información, los estudios van a derivar de esta información, sobre todo aquí de identificación de evaluación y selección de prospectos y después enfocándolos al pozo. Entonces, si vamos a la siguiente, van a ver ustedes donde está localizada la propuesta de la perforación del prospecto. Es este prospecto que se llama Urhani-1 y ese prospecto tiene una probabilidad geológica del 49%. Los recursos, no obstante, son de 10 millones de barriles a la media sin riesgo por lo que la posible incorporación de recursos es de alrededor de 5 millones de barriles de crudo. Si vamos a la siguiente diapositiva, vamos a ver cuál es la situación en el subsuelo de esta trampa, o bueno de este prospecto.

Vemos aquí, en la sección sísmica, que son dos objetivos los que está buscando Petróleos Mexicanos, ambos objetivos están en el Mioceno Superior; uno está aproximadamente a 1,440 metros, el otro esta aproximadamente a 1,590 metros, y es una trampa de tipo combinada, pues la relación estructural que se guarda con el domo que está abajo y la parte estratigráfica del Mioceno Superior. Si vemos, aquí, en este mapa estructural, vemos que la configuración que le dan a esta trampa pues no es muy grande, no obstante, esperan que el hidrocarburo que se pueda producir ahí, es aceite ligero.

Ahora bien, para las actividades del escenario incremental, ¿qué tenemos? Tenemos adquisición, también, de este mismo cubo Almagres, que veíamos hace rato, es un cubo muy grande es regional, entonces, también toca una gran parte de esta Asignación, mejor dicho, gran parte de ese estudio cubre la Asignación. Y también se harán estudios adicionales de VCD y prueba de prospectos. Entonces vemos aquí, en el mapa, que prácticamente toda la Asignación está cubierta por ese nuevo cubo, además de la adquisición, bueno, mejor dicho, el procesado de una unión de algunos cubos adicionales que se tienen es esta zona. Si vamos a la siguiente, vemos ahora cuál es la propuesta de prospecto para el escenario incremental. Este prospecto está denominado como Bek-1 y lo vemos aquí también en la parte central del bloque. Este prospecto va, también, al Mioceno, solamente que en esta parte se va a buscar el Mioceno Inferior, por eso es que es más profundo, alrededor de 3,200-3,300 metros, no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

obstante, aquí ellos estiman que el hidrocarburo esperado es aceite pesado. Los recursos, ahora los estiman en 29 millones de barriles de crudo equivalente, con una probabilidad geológica de 20%, por lo que deberán seguir con los estudios que ahora vamos a ver en el cronograma que es la siguiente diapositiva.

Entonces, vemos, de nuevo, la adquisición de la sísmica bidimensional, el procesado de esta misma, en el escenario incremental vemos la adquisición de la sísmica tridimensional y por supuesto, el procesado que se vaya decantando de la adquisición de esos datos, la identificación, evaluación y selección de prospectos que llevaran a la perforación de este pozo del escenario base, que veíamos que era el pozo más somero y después, ya con los modelos más actualizados pues irán a buscar la parte más profunda del Mioceno con este prospecto del escenario incremental, hacia finales de 2022, mediados de 2022, con el pozo Bek-1.

Ahora, respecto a las inversiones, vemos que, para el escenario base, como veíamos era un pozo relativamente somero y solamente hay esa parte de la inversión, la parte de geofísica que le toca, que es con líneas regionales 2D, por eso no es tan alta la inversión, llega a 9.5 millones de dólares, no obstante, en el escenario incremental al sumar el otro pozo y sumar la información sísmica tridimensional que se recogería, la inversión pues se ve multiplicada a casi 76.5 millones de dólares y es por esta actividad, un pozo más, pero además el cubo sísmico que se estaría recogiendo en el área.

Ahora bien, eso fue para la Asignación AE-0134 que es la queda al norte de la 132. Ahora vamos a ir a la Asignación AE-0136. Esta queda, justamente, al noroeste de la anterior, la que veíamos anteriormente estaba aquí, ahora vamos a ver esta zona. Este es un polígono bastante más irregular porque está configurado de acuerdo con la zona de los campos que vemos aquí hay muchos campos ya, que están produciendo. Entonces, tratando de evitar esos cruces y la configuración con el resto de las asignaciones exploratorias. Obviamente, nos encontramos en la misma zona, solamente que aquí ya estamos más dentro del Estado de Tabasco, aquí también como antecedentes exploratorios tenemos estudios regionales y estudios locales, que han llevado, justamente, si vemos en la siguiente, lo que vemos son los estudios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se han hecho a nivel de información sísmica, el procesado que se ha tenido de esos cubos y aquí se perforó un pozo, que es este que identificamos con este símbolo, que es el pozo Caraballo-1, que también resulto improductivo, encontró aceite, no obstante el flujo fue mínimo, entonces, no se tuvo éxito comercial. de ese pozo.

Ahora, si vemos, entonces, cuáles son las actividades del escenario base, que se consideran, es el procesado sísmico de una unión que cubre prácticamente todo el bloque y el procesado de otro bloque que queda da nada más la parte sur del mismo, entonces, por eso vemos aquí 74 kilómetros cuadrados de esta unión del cubo sur y 746 kilómetros cuadrados de esta unión del cubo norte. También se harán dos estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, un VCD y una prueba de prospectos que están asociados con el pozo. Entonces, si vamos a la siguiente, ustedes van a ver la propuesta del prospecto para el escenario base, que es este que se denomina Kavi-1. El pozo Kavi-1 está en esta zona del centro del bloque, y va los recursos que tiene actualmente evaluados son de cerca de 91 millones de barriles de crudo equivalente, con una probabilidad geológica relativamente baja de 12% y aquí es donde, otra vez, vuelve ese concepto de ir a buscar un *play* que es más profundo. Entonces, si vemos en la siguiente, vamos a ver que lo que se está buscando además de un *play* más profundo, que es el del Cretácico, también se está yendo a un concepto que es subsalino. Aquí vemos en la sección sísmica, vemos cómo está este domo y entonces, el prospecto que está aquí, que es Kavi-1, propone cruzar, justamente, la parte salina y buscar esta trampa contra la sal. Entonces, como sabemos, pues, estos prospectos tienen alto riesgo, justamente, porque la información sísmica debajo de la sal, pues, no es lo mejor posible, por eso es que tendrán que hacer también, primero, el procesado de la misma, para después afinar sus estudios.

Vemos, aquí, la oportunidad Alacte-1, que es, justamente, la que está en el escenario incremental, y aprovecho de una vez la imagen, entonces, la propuesta, pues, como ven ustedes, es ir al otro lado del domo, si este resulta favorable, pues, seguramente eso va a darles muy buenas condiciones para perforar el pozo del escenario incrementales. Entonces, como ven, aquí, la profundidad del pozo llegaría a ser hasta de 7 mil 900 metros desarrollados, entonces es un pozo bastante importante y la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

propuesta, o lo que les dan los modelos hoy, es que el hidrocarburo esperado es aceite ligero. Entonces, decíamos, para las actividades del escenario incremental, pues, también parte de ese estudio Almagres que decíamos en la adquisición del estudio Almagres 3D le toca una parte mínima, pero todavía alcanza a cubrir este pequeño bloque de la Asignación de 28 kilómetros cuadrados, pero, en general, este otro estudio primero Cocal, que es este que está aquí en azul, que sí cubre una buena parte del bloque para el escenario incremental. Se va a hacer el procesado de la sísmica de todo esto que se recogió y los estudios orientados a VCD y a la prueba de prospectos de los pozos. En este caso, hay 2 escenarios para —perdón— 2 prospectos para el escenario incremental, el que ya veíamos, en la siguiente por favor, veíamos que había un prospecto que se denomina Alacte, pero hay otro prospecto que se denomina Pitzí-1. Entonces aquí está Pitzí al sur y Alacte, más o menos cercano a esta parte de Kavi porque veíamos en la sección que justo está del otro lado del domo.

Entonces vemos Pitzí, está para el Mioceno Superior y ya veíamos que Alacte está para el Cretácico, es un pozo profundo a diferencia de Pitzí, que serían 4 mil 100 metros. En el caso de Pitzí la probabilidad geológica es de 30%, son *plays* un poco más conocidos. Para el caso de Alacte, que es un *play* profundo y no tan estudiado, pues, la probabilidad geológica se observa desde 10%. Los recursos son de 27 millones en el Mioceno, 89 millones para el Cretácico, a la media sin riesgo para estos prospectos. Entonces, si vamos a la siguiente, vemos el cronograma de estas actividades, pues, está lo que decíamos del procesado de la información sísmica que ya se tiene, después vendría —bueno, no después— sino en el escenario incremental está aquí nombrado lo que sería la información tridimensional que se adquiere y que se procesa. En el escenario base se hará la identificación de evaluación y selección de prospectos, que es, justamente, lo que está buscando Petróleos Mexicanos: actualizar los modelos que tiene con la información nueva que está adquiriendo, para probar este concepto hacia la parte profunda, en *plays* más profundos y después, con las actividades del escenario incremental —perdón— que irían hacia mediados de 2021. Y aquí hay un error de diseño, aquí no aparece pero debería haber una barrita, que es la perforación del pozo Alacte digo, es muy claro, aquí está el VCD, la prueba de prospectos, hay que decir que el pozo está aquí en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

medio. Entonces, ahí, seguramente, se nos... se nos borró por alguna razón.

Ahora bien, respecto a la inversión, para el escenario base, son cerca de 38 millones de dólares, aquí como ven la inversión del pozo pues contrasta, por ejemplo, con la del anterior, que era un pozo relativamente somero, aquí el pozo es casi de 8 mil metros entonces, por lo tanto, la inversión pues sube bastante. El 91% de la inversión sería para la perforación de pozos, en el caso de que se materialicen todas las actividades del escenario incremental y sumándolo con lo del base, llegamos hasta 123.7 millones de dólares, aproximadamente. Aquí, como ven ustedes, pues hay un incremento sustantivo en la parte de geofísica por todo lo que se adquiere y se procesa para el escenario incremental y, por eso, la proporción digamos en cuanto a la inversión ya es muy relevante para geofísica.

Ahora vamos a la Asignación AE-0137 que, de todas las que vamos a ver, es la que se encuentra más hacia el noroeste del área. Entonces, lo vemos aquí, está es la configuración del bloque y en el pequeño mapa que se ve aquí, vemos que es, justamente, la Asignación que se encuentra más hacia el noroeste de esta zona de Cuichapan. Ya estamos, justamente, en la parte del estado de Tabasco, netamente, seguimos en las cuencas del sureste y como antecedentes exploratorios pues se han hecho también estudios de *plays*, de sistemas petroleros y de modelado de cuencas. También estudios orientados a un nivel más local. Si avanzamos, vamos a ver cuál es la información sísmica con la que se cuenta en esta zona, que es lo que se ve en este cubo o en esta con este polígono azul, que es la unión de Apompo-Remero Cocal. Y, para el periodo 2014-2019, no se perforaron pozos en esta asignación. Hay que recordar y aquí es importante mencionarlo, que esta zona de las cuencas del sureste, es la zona que ha recibido, digamos, menos actividad exploratoria en los últimos años. Si pudiéramos ver un mapa más regional, veríamos que todos los pozos y la mayor actividad, estuvo concentrada más hacia la zona oriental; esta parte que va más hacia la zona de la cuenca salina no fue tan estudiada ni, por lo tanto, perforada, por eso vemos que, en muchos casos, no hay pozos o si acaso uno.

Entonces, vemos, ahora, en la siguiente, la propuesta para las actividades del escenario base, de esta unión de un cubo, que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

denomina Cabritos, le corresponden apenas 21 kilómetros cuadrados a la Asignación, se harán 2 estudios de identificación, selección y evaluación de prospectos, el VCD y la prueba de prospecto para el pozo. En la siguiente, vemos entonces, en dónde está este prospecto, que se este que se denomina —perdón— Takapu-1. Se encuentra en esta en esta zona oriental del bloque. Tiene una probabilidad geológica de 20% y unos recursos de 15 millones de barriles de crudo equivalente, a la media, sin riesgo. Por lo tanto es algo que se ve naturalmente cuando se arriesga el volumen, que se necesita hacer más trabajo, porque si no, el volumen es de apenas 3 millones de barriles. Si vemos, entonces, en la que sigue, vamos a ver algunos elementos de este prospecto, el prospecto es el denominado Takapu y vemos que es una trampa de tipo combinada, porque está contra una falla que cruza en esa zona. No obstante, van a buscar esta parte del *play* del Mioceno Superior, a una profundidad aproximada de 2 mil 750 metros, con un pozo en una trayectoria no es vertical, sino es desviado. Esa es la propuesta, ahorita. El aceite que se espera es un aceite ligero. Ya tienen perforados otros pozos en el área, este es un pozo que está aquí, en el mapa estructural se observa que un pozo que se llama Pelicano I, es un pozo muy antiguo, del 68, se perforó y no tuvo buenos resultados, entonces pero, pues vale la pena ahora con nuevos conceptos, nueva información pues probar de nuevo en esa zona a ver qué es lo que se obtiene.

Entonces, para el escenario incremental, ¿qué tenemos? La adquisición de información sísmica y el procesado de la misma. Como vemos, este cubo cubre prácticamente todo el bloque, le corresponden 410 kilómetros cuadrados del bloque. Se hará un estudio de diseño VCD y una prueba de prospecto asociado, justamente, como vamos a ver ahorita en la siguiente lámina, a un escenario incremental, que propone la perforación de un pozo. Veíamos que el prospecto del escenario base está aquí, que es Takapu. El prospecto del escenario incremental está aquí al sur, se llama Yutzu-1 y es un prospecto que va profundo otra vez, va a 7 mil 500 metros verticales y también va buscando el Cretácico, entonces, como ven, la estrategia actual de Pemex en el área no solamente es continuar con las actividades exploratorias en el Mioceno, y en la parte del Terciario que es relativamente conocido, sino aventurarse ya hacia la parte más profunda, con la información que puedan recoger de lo que han ido haciendo en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Veracruz y trasladándola hacia esta parte de Cuichapa. Entonces, la probabilidad geológica, cada vez baja 16% y los recursos son de 67 millones de barriles equivalente a la media sin riesgo. Si vemos, entonces, en el cronograma qué lo que está planteando pues partir justamente del procesado de la información sísmica que les va a permitir ir actualizando sus modelos a través de la identificación, evaluación y selección de prospectos, darle mejor materialidad a estos prospectos que, como veíamos todavía requieren algo de trabajo y por eso es que la perforación de los pozos se está yendo hasta el 2021-2022, empiezan las actividades que van a dar pie a la perforación de esos pozos tanto en el escenario base como en el escenario incremental.

Si vemos, entonces, la inversión, veíamos para el escenario base, pues, es un pozo relativamente somero, por eso es que la inversión es de 10.2 millones de dólares aproximadamente, le corresponde un poco, muy poquito de geofísica, por eso es que el 80% de la inversión se va a la perforación de pozos. Si vemos, entonces, ya la propuesta del escenario incremental que atrae un pozo profundo, entonces la inversión llega a casi 85 millones de dólares. Como hay adquisición geofísica pues entonces, aquí se ve luego luego en el pay, cómo la adquisición y el procesado de esa información tiene un impacto muy grande e la inversión, son cerca de 40 millones de dólares. Entonces, por eso es que la inversión se parte entre perforación de pozos y geofísica.

Ahora vamos a ver la Asignación AE-0138, que es de las que ya están en la parte más al sur, digamos de las que veíamos, entonces, es este bloque otra vez como ya nos vamos un poco hacia la zona sur, vemos que ya toca una pequeña parte del estado de Veracruz, aunque la mayoría sigue estando en Tabasco. Aquí también, como antecedentes, tenemos estudios de *plays*, estudios de sistemas petroleros, estudios de modelados de cuencas, hay estudios asociados con pozos, 8 de identificación de evaluación y selección de prospectos, 6 de VCDs, 4 de pruebas de prospectos y 2 de caracterización de limitación. Si vemos, en la que sigue, vamos a ver que en esta área sí se hicieron pozos, en este periodo. Este pozo llamado Licanto, que fue productor de aceite, Licayote, productor de gas húmedo, Guaricho, improductivo y Ayocote, que también fue improductivo están en esta zona. Entonces, toda esta información que vemos reflejada aquí, es la que vemos también en el mapa, son los distintos cubos sísmicos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que cubren parte de la zona de esta área de Asignación. Partiendo de esos antecedentes, entonces, el asignatario propone las actividades para el escenario base y nos dice que va a hacer el procesado sísmico de parte de 2 cubos que se encuentran cubriendo el bloque —3 cubos, perdón— es este que esta achurado, este que queda al norte y esta parte que queda al sur. También hará estudios de evaluación, identificación y selección de prospectos —perdón— diseño VCD y pruebas de prospecto.

Entonces, si avanzamos, para el escenario base están proponiendo la perforación de un pozo que es el Ayocote-1001. Recibe el nombre Ayocote-1001 pues, porque quizás no sea muy claro aquí, porque el puntito alcanza a tapar parte del nombre, pero este campo, que está aquí se llama Ayocote. Ese campo es productor en el Terciario. Y ahorita vamos a ver la propuesta de este pozo, decir, de nuevo profundo, el Cretácico. Entonces, recibe el nombre pues por afinidad con el campo y por ir buscando un horizonte más profundo. La probabilidad geológica vemos es baja de 12%. Si vamos a las siguientes, vamos a ver cuál es la propuesta de perforación para este pozo. Actualmente ellos consideran una trayectoria vertical de nuevo es pozo que esta asociado con la tectónica salina que existe en el área, pues por eso es denominada la cuenca salina y van a buscar justamente la parte del Cretácico, aquí contra el domo, entonces, tiene su riesgo y vamos a ver ahorita, cómo están en programadas las actividades que varios de sus estudios, justamente, están buscando reducir el riesgo en esta zona, es una trampa de tipo estructural evidentemente y el pozo llega ahorita al menos lo que se tiene programado, cerca de 7 mil 300 metros verticales. Ahora, hay un escenario incremental, también para esta asignación, que lo que plantea es la adquisición sísmica de este cubo, que cubre parte del norte del área de Asignación, por supuesto, el procesado de esta sísmica. Otros estudios adicionales, aquí vemos que los estudios se incrementan, vamos a ver en la siguiente, que es porque tienen visualizados ya 5 oportunidades exploratorias y son las que escriben en el escenario incremental, que son Churingo, Alotl, Charal, Tuluk, Chucox-101. Entonces, los vemos repartidos están en la parte principalmente del noreste del bloque. Y todos van justamente a buscar el play Plioceno, a excepción de Tuluk, que es uno que sí va a buscar la parte más profunda. Tuluk no se encuentra en esta zona, justamente, Tuluk está en la parte sur y es un pozo que iría



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pues actualmente, se tiene visualizado 7 mil 100 verticales. Todos están en busca de o todos esperan encontrar aceite ligero o, en algún caso, aceite súper ligero.

Avanzamos por favor y vemos, entonces, el cronograma de las actividades. Veíamos que hay procesado de sísmica, de los volúmenes que ya existen, en el caso del escenario incremental pues vemos que se adquiriría esa sísmica y por supuesto se tendría que procesar, para después continuar con los estudios. Estos estudios, pues, son derivados de esta información y estos otros son derivados de la sigue. Entonces, el VCD y la perforación del prospecto del escenario base ocurrirá en el 2021, en tanto que los prospectos que vienen en el escenario incremental serían en 2021 y 2022. Así estarían repartidas las actividades en el tiempo.

Ahora, respecto a la inversión, vemos que para el escenario base son cerca de 35.3 millones de dólares por supuesto la mayor parte aquí, como no hay adquisición de datos geofísicos, la mayor parte es para la perforación del pozo. Entonces por eso el 92% de la inversión se va ahí. Si consideramos las actividades del escenario base y el incremental, entonces, la inversión llega casi a 130.5 millones de dólares aproximadamente y como hay adquisición geofísica, entonces sí se observa una buena proporción de la inversión destinada a ese rubro, en tanto que sigue dominando la perforación de pozos, porque serían hasta 6 pozos si se materializan aquí.

Ahora bien, vamos a la última de las asignaciones, que es la AE-0139. Está, digamos, más metida, si me lo permiten con ese término, hacia la zona de Veracruz. A la parte más de la cuenca salina, entonces, aquí también se han hecho estudios regionales de *plays* y de sistemas petroleros. También en algunos estudios asociados con pozos. No obstante, como vemos en la que sigue, no hay pozos perforados; sin embargo, sí hay información sísmica que se ha ido recogiendo a lo largo del periodo anterior, que son estos cubos que se ven aquí con los distintos colores y entramados. Eso es lo que se tiene como antecedentes exploratorios del área. Con base en esta información es que se plantea el escenario base, que es lo que vemos aquí. Van a hacer el procesado de los 2 cubos que cubren esta área, que como veíamos, el área anterior es contigua y por eso son los mismos, entonces, es la parte correspondiente que le toca a este cubo a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esta área de asignación —perdón— y serán 3 estudios de identificación de evaluación y selección de prospectos, uno de diseño VCD de un pozo y una prueba de prospectos. Entonces, de esa forma tenemos, para el escenario base, la propuesta de un prospecto que es este que se llama Ome-1, que se encuentra aquí en el centro del área de asignación. Es un prospecto que tiene una probabilidad geológica de 20% y también va buscando un play profundo. Los recursos asociados con este prospecto, actualmente, son de 108 millones de barriles de crudo equivalente. Si vamos a la que sigue, vamos a ver algunos de los elementos estructurales o lo que se ve en el subsuelo, de lo que se tiene identificado, actualmente. Entonces, les decía, este pozo, actualmente, está considerado tener 2 objetivos: uno para el Cretácico y otro para el Jurásico, que es lo que se ve aquí en la sección, como ven, en este pozo pues no es un pozo vertical, sino más bien, es un pozo desviado que buscará entrar a los objetivos de esta forma en el Cretácico y en el Jurásico y como vemos, pues estamos netamente en la cuenca salina, por lo tanto, las trampas están dominadas por esa actividad tectónica que dio los movimientos de la sal. Vemos que la profundidad, también es importante, son 7 mil 734 metros desarrollados. Si lo vemos, es análogo con las profundidades que se han encontrado en Ixachi, justamente es lo que están tratando de trasladar, esa parte de esos *plays* que encontraron en esa zona de Veracruz, probarlos hacia esta zona. Entonces, el hidrocarburo esperado ahí, esperan que sea aceite súper ligero. Si avanzamos, vemos las actividades para el escenario incremental. Para el escenario incremental, pues, estarían añadiendo la información de los cubos sísmicos que alcanzan a tocar parte del área, que son todos estos y otros estudios ya enfocados a la perforación de algunos prospectos adicionales. Aquí no se alcanza a ver, porque no tiene entramado, pero hay un cubo que sí cubre prácticamente toda el área, que es esta unión Salsomera-Tepetate-Cabritos.

Si vemos, entonces, en la que sigue, Petróleos Mexicanos tiene 3 prospectos adicionales para el escenario incremental que son Rayuela, Balmil y Tlali, 2 de estos Rayuela y Balmil, van al Mioceno y uno de ellos va al Cretácico. Entonces, vemos la profundidad pues es contrastante, unos son de alrededor de 2 mil, 3 mil metros y el otro es pasando, superando los 7 mil metros. Entonces, vemos Tlali que es este prospecto que se encuentra en esta zona. Balmil



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y Rayuela se encuentran hacia la zona occidental de la asignación. Como vemos aquí, todavía, por ejemplo, para Tlali que es el que va profundo la probabilidad geológica todavía está en 10%, por lo que se observa que las actividades que tienen que hacer para ir madurando sus prospectos pues van a irse dando, como vamos a ver ahorita en el cronograma, que es la que sigue. En el cronograma vemos que lo primero pues es el procesado de la información que ya existe, después pues el procesado de la información que todavía no se tiene y que se recogería, pero eso es para el escenario incremental en tanto que, para el escenario base pues se iría dando primero la perforación del escenario base y luego los estudios que le van a ir dando mejor certidumbre a los potenciales pozos que se vayan a perforar para el escenario incremental.

Ahora, si vemos la inversión, en el escenario base son 33.3 millones de dólares, aproximadamente otra vez con la propuesta de la perforación de sólo un pozo y para el escenario incremental, entonces, la inversión crece a 95.5 millones de dólares, aproximadamente, porque ya consideraría los otros 3 pozos. Entonces, sigue dominando, de todos modos la inversión enfocada a la perforación de pozos.

Bueno, hasta ahí la parte de las asignaciones, una por una si vamos a la siguiente esto ya otra vez cubre de manera general, sabemos que en el trámite del plan, para generar el dictamen para su aprobación, tenemos que consultar a la Secretaría de Economía respecto del programa de cumplimiento del contenido nacional así lo hicimos y la Secretaría de Economía nos ha dado su opinión favorable, en tanto que la ASEA nos hizo conocer los trámites que Petróleos Mexicanos deberá actualizar ante este regulador para seguir adelante con sus operaciones.

Si vemos, entonces las conclusiones, vemos que la ejecución de estas actividades, que plantea Pemex, en estos distintos planes, en estos 6 planes pues le van a permitir acelerar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo además van a mejorar la estimación del potencial de hidrocarburos que tiene actualmente con la nueva información, los pozos y demás pues, por supuesto que van a mejorar esas estimaciones. Le va a permitir avanzar en el proceso exploratorio, eventualmente pues, esperemos que tengan éxito en estos pozos y lleguen a la etapa de evaluación,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entonces, ya estaremos allá. En todos los casos se da cumplimiento del Compromiso Mínimo de Trabajo, que es en el escenario base. Y para estas seis asignaciones, entonces, se estima una posible incorporación de recursos o de reservas entre 55 y 137 millones de barriles de crudo equivalente, obviamente dependiendo de los escenarios que se tomen y la inversión estaría entre 151 y 553 millones de dólares. Por lo tanto, la propuesta de aprobación para estos planes es justamente esa ponemos a su consideración a este Órgano del Gobierno la aprobación de los planes correspondientes a las asignaciones AE-0132, AE-0134, AE-0136, AE-0137, AE-0138 Y AE-0139 Cuichapa. Si me permiten. Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Otro par de minutos todavía, nada más para presentarles cómo va el registro de todo esto. Esto es lo que ha pasado, las aprobaciones que ha tenido a bien el Órgano de Gobierno tener hasta el 14 de enero, estamos ahorita trayendo estas 6 asignaciones. Entonces, de nuevo, en el mapa vemos las asignaciones de este proyecto, de estas cinco que están en rojo, las que ya han sido aprobadas, que están en naranja y las que estamos en trámites de aprobación, que están en el resto de los colores. Hasta ahora se han aprobado 22 planes. Entonces, si vemos en la siguiente las gráficas vemos los recursos prospectivos asociados con esos planes que tenemos hasta ahora serían 6 mil 679 millones de barriles de crudo equivalente sumando 2 mil 431 del escenario base y 4 mil 245 del escenario incremental. Si ponemos el riesgo de estos recursos como posible incorporación de reservas, entonces serían 731 millones en el escenario base y 1,129 en el escenario incremental para todo el periodo exploratorio. Entonces, esto es contando 125 prospectos que se encuentran, actualmente, en estos planes, incluyendo por supuesto los 6 de hoy.

Si vamos a la que sigue, vemos cuál es la inversión, la inversión del escenario base para 2020, sería de 869 millones de dólares. Si vemos cómo se mueve hacia 2023 alcanzaría los mil 874 millones de dólares en tanto que si vemos consideradas ahora las actividades del escenario incremental, pues, arrancan en un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

escenario superior de 1,392 millones de dólares para este año y terminarían en 2023 con 4 mil 663 millones de dólares. Es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Hernández. ¿Comisionados? Adelante, Doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo, nada más, como es muy difícil llegar a o sea porque se repite la observación que voy a hacer es y me quizás —vamos a la página 12— normalmente, cuando, o sea, nos están proponiendo, en los planes, hacer algún tipo de adquisición, a mí me llama la atención cuando la adquisición, por ejemplo, si vemos la lámina nada más vemos la orilla del verde o sea esa parte o sea y me refiero, pero no sé si lo tiene pero es el Almagres 3D en este caso que son aparentemente 71 kilómetros cuadrados. Entonces, aquí, el monto más fuerte que se va a tener en el escenario incremental, es por adquisición de ese tramite. Entonces, vámonos a la página 14. Entonces, en la lámina 14, nosotros vamos a observar el cronograma. Y en el cronograma, lo que estamos observando, es que esa adquisición en realidad va a terminar hasta mayo del 2022 y el procesado termina hasta julio del 2022 y eso no va a estar utilizado para ningún VCD, o sea aunque sea en el incremental, estoy hablando de ningún pozo que se vaya a perforar o vaya a considerarse en ese plan. Entonces, mi pregunta es en dónde o sea ¿con qué objetivo se está proponiendo? o sea, si ustedes consultaron con el operador, ¿con qué objetivo? Porque esto se repite casi en todos o sea hay una pequeña esquinita en unos treinta y tantos kilómetros, en otros, este 72, es mucho, pero en realidad cubre una esquinita el monto de inversión que van hacer en la adquisición en el procesado, es bastante fuerte, inclusive, si nos vamos una lámina después que es donde viene el monto, ahí dice que en el incremental sube al 22% por el monto de inversión que se va hacer en la parte geofísica, pero no se va a utilizar cuando menos, en la propuesta que se tiene en el plan o sea, ni en oportunidades, ni en un VCD ni y esto se repite en, mínimo de las 6 que vimos, se repite en 3-4 creo que nada más en dos se va utilizar este —no sé si va a utilizar— pero cuando menos esta cubre una gran parte del área. ¿Nos pueden explicar ese razonamiento, cuál sería el objetivo de adquirir esa información para esta asignación? no para el proyecto para mí el proyecto queda claro, pero para esta asignación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, justo fue la observación que tuvimos con Pemex porque efectivamente pues llama la atención que haya una actividad que tome tanto tiempo y además no cubra toda la asignación, entonces sí es de llamar la atención. Entonces, en pláticas con Petróleos Mexicanos justamente preguntábamos qué era lo que cuál era el objetivo. Entonces, lo que 2 decían ellos, es que, si bien es cierto la cobertura sísmica que se tienen de estos estudios en cada una de las asignaciones, puede no ser total y en algunos casos mínima, a ellos les va a servir para actualizar los modelos geológicos como resultado de la información que se vaya dando a lo largo de los primeros procesos que se vayan obteniendo de la información y van ir recalibrando los modelos geológicos. Eso es algo que van a ir aplicando, digamos, asignación por asignación, ahí, sí. Por supuesto, de manera regional lo harán, pero también asignación por asignación. Para cada prospecto irán afinando el modelo geológico con base en la nueva información que se vaya obteniendo, entonces, sí en efecto, vemos que los prospectos no son dependientes necesariamente de esa sísmica no obstante por eso está en el escenario incremental, pues porque ellos asumen que cumplirán el escenario base y entonces, eso les dará acceso a tener la asignación por un periodo adicional, que es uno de los requisitos cumplir el escenario base y por supuesto la solicitud. Y entonces, ya tendrían mejor información para seguir explorando el siguiente periodo exploratorio del área. Eso es lo que, de manera general, digamos, es lo que cubre, digamos, el por qué están haciendo una actividad que, aparentemente, no va a terminar o no va ser, digamos, útil para este periodo, no obstante en los primeros procesos los primeros resultados de ese procesado sí se van a considerar para actualizar los modelos en lo que corresponde a cada una de las asignaciones.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y mi segunda observación, digamos, esta como que no me convence mucho, ¿eh? Porque finalmente pues en el plan, pues debe ser las actividades que sirven como objetivos al tiempo que tenemos. O sea, se está trabajando para el futuro o sea digo, razonablemente, a lo mejor si se tuviera una Asignación de por vida a lo mejor sí pero ahorita como objetivo para el periodo de exploración, no se observa, no se observa la utilidad del objetivo para el futuro, quizá



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

sí. Pero la segunda a mí que me llama la atención ¿nos vamos a la página 81? Y es un poco con exactamente lo que acaba de comentar Rodrigo, que tiene que ver ¿es 81?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Es la de la...

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La de donde tenemos un cronograma. OK, entonces, yo lo tenía es que era la anterior.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Debe ser la 69.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿69? OK. Tenemos un cronograma, si yo me fuera a la parte o sea exactamente con el comentario que comentas, si yo me fuera a las actividades base, en realidad en esta parte pues yo estaría pues casi terminando, digamos, mis actividades en el 2020 en este año. O sea porque, precisamente, porque el resto está lo de la adquisición sísmica de este cubo sísmico grandote y de Remero, y después es el procesado y después la unión o sea, todo es geofísica ¿no, pues? Y al final, pues ellos lo que dicen que van a hacer en el base es identificación evaluación y selección de prospectos que es continuo, pero continuo que aparentemente sería con la información que tienen de la unión de algunos de lo que hicieron en el 2019. O sea, si no hicieran nada del implementar. Entonces, mi punto es ¿la principal actividad estaría en el 2020?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, efectivamente, para este en particular sí fue lo que observamos.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, éste y en otros, ¿eh?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Y en otros, sí, claro.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En otros, o sea pasa algo similar, y en otros está peor, porque aquí pusieron la identificación y evaluación y selección de prospectos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

casi de manera continua. Y en otras la ponen, nada más en un año y el resto lo dejan gris, entonces, quiere decir que si no hicieran lo incremental estaría por años sin actividad, o sea, por meses o por trimestres, no sé ah, aquí es meses, ¿sí?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Por algunos meses quedaría sin actividad. Yo no mencioné algo y qué bueno ahorita sale a colación, pero primero, efectivamente, viendo las actividades enfocadas, digamos, a la perforación del pozo y lo que va a llevar a él efectivamente en 2020 terminaría prácticamente con todo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Y el resto seguir evaluando la información sísmica que obtuvieron, pues, para buscar más prospectos, que hoy no los tienen perfectamente visualizados y por eso, algunos pueden estar en el escenario incremental. Eso es por un lado y por otro, lo de los meses, quizás no es tan evidente con los estudios, pero sí para la parte de los pozos. Aquí, a lo mejor, el gap no es tan grade, pero en otros sí es más evidente de repente pasan varios meses entre los estudios y los pozos. Entonces, lo que también les mencionamos eso a Petróleos Mexicanos y ellos nos mencionaban que es una zona en donde han tenido algunos conflictos para construir infraestructura, entrar a las pruebas y demás entonces y además para los trámites administrativos. Entonces este tiempo, que no aparece aquí y pues que creo que está bien que no se ponga es porque es toda la preparación que lleva desde el estudio, hasta que ya puedan acceder al sitio. Entonces, no es para los estudios, digo, es para, previo a la perforación del pozo que de repente quedan huecos, es porque ellos les están tomando esas previsiones, de tiempo para acceder a las localizaciones.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno. gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante, Comisionado Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la número 36. Ah, perdón. En la 135 Cuichapa que retiraron, perdón, perdón, perdón. Pero es que yo traía la información.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Traías otra.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No era, no.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- OK, continuamos. ¿Comisionado Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No iba a hablar pero.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pero yo sé que sí. Yo sé que sí. No engaña a nadie.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero creo que es importante enfatizar, en estos últimos comentarios, que nos comenta el Maestro Rodrigo, de repente vemos gaps que tienen espacios que al parecer no traen nada. Pero sabemos bien que para perforar un pozo, pues hay que acondicionar el lugar, hay que hacer las peras, hay que hacer el camino, pero eso no está aquí planteado. Entonces como que de repente va a haber una visión de que no están ocupando todos los tiempos. Me parece que en algunos casos sí. Pero el comentario de siempre, los operadores tienen cierto tiempo para poder hacer la actividad de exploración y tienen un programa mínimo de trabajo, lo están cumpliendo. Pues simplemente es conminarlos a que traten de hacer la mayor parte de las actividades en los menores tiempos posibles. Porque eso, finalmente, lo que generan es una mayor prospectividad y posiblemente a lo mejor la generación de nuevos yacimientos. Entonces, simplemente es eso aunque bueno, tal y como lo están planteando y así lo hacen todos los operadores, pues se ocupan los espacios y se dan los lapsos que creen adecuados, pues, para poder cumplir. Entonces, creo que era importante ese comentario y lo hizo el Maestro Rodrigo, pero como que a lo mejor no quedo muy claro ¿por qué terminan en el VCD y no perforan el pozo luego, luego? Pues, porque cuando terminan en VCD, entonces tienen la localización y entonces tienen que ir a ver el trazo del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

camino para llegar a la pera, hacer la pera, atraerse todos los materiales, tener el equipo y entonces, empezar a perforar.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, pero, además, si es que no se atraviesa alguien entre.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-Ah, sí, claro, también social y entonces, hay que darse ciertos lapsos, ahí, de tiempo, de tiempo para poder cumplir.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado. Diríamos que, entonces, son 8, son 9 los que se estarían autorizando ahorita.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- 6.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- 6, perdón. Y serían con los que estaban ¿puedes regresar a la que tenías la suma de los autorizados?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Es la 75, por favor, Gustavo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ya.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Son estos 22, que ya teníamos aprobados, más los 6 que de hoy, serían 28.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ajá. OK. Y nos faltarían 20, de los que tenemos. Son 42.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- 14. Nos faltarían 14 para cumplir con el primer paquete de 42.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pero dice planes aprobados 22, ah, y los 6 que faltan, 28, faltarían 14 más. Perfecto. Está bien. ¿Comisionado Pimentel?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, Presidente. Yo, muy rápido, una muy puntual y una general. Y la que es muy puntual, es en la Asignación 137, el pozo Yutzu-1, pareciera que está muy cerca del área contractual de Ogarrio. Es un contrato que opera de DEA Deutsche y no encontramos en el documento ninguna advertencia de una posible unificación, no sé si, si valga la pena incluirlo o por qué razón no lo incluyen, ahí está muy bien.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Ajá. No lo tenemos, como es un prospecto que todavía están visualizando, no tenemos, todavía, la precisión de hacia dónde podría ir pero yo creo que no sobra hacer la advertencia. No, no.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK. Digo, porque, pues sí, pareciera que están muy cerca, quizá valga la pena, más tenerlo presente. Y la que es general, es el tema de los sobrecostos. Y, la verdad, es que los sobrecostos están en todas en las 6 áreas de Asignación 6 en distintos conceptos, pero me llamó la atención que en todas es sobre costos. Yo no sé si valga la pena hacer un comentario de cuáles son los principales sobrecostos, pues teniendo claro que no podemos hacer más que un llamado para que el asignatario intente reducir estos sobrecostos.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Claro que sí. Claro, Comisionado. Digamos, los principales sobrecostos que hemos detectado lo traemos este tema desde finales de septiembre y lo hemos comentado ya en Órgano de Gobierno. Lo principal está en la subactividad de perforación de pozos. Y su actividad referente, principalmente, a estos costos de perforación en asignaciones de exploración terrestres. Los principales digamos, motivos, yo destacaría 3 principales motivos, que 2 de ellos sí están documentados por el asignatario y uno de ellos, digamos, es conclusión de la propia Comisión, es el primero de ellos, que se documentó a finales de septiembre a través de un oficio recibido por Petróleos Mexicanos, es el hecho de que no tienen disponibilidad de los equipos de perforación en los campos terrestres. Entonces, tienen que hacer uso de contratos existentes, contratos vigentes y que estos contratos, digamos dados los términos de los contratos, no permiten, digamos, una eficiencia en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

costos. Entonces, en todas las aprobaciones hemos tenido a bien hacerles la sugerencia a Petróleos Mexicanos que una, o eficiente el uso de los equipos propios de perforación, o la otra es que busquen los mejores términos de la licitación de los contratos. El segundo caso que yo podría mencionar sería este, se acaba de documentar apenas la semana pasada y digamos en el que Pemex nos manifiesta, Petróleos Mexicanos nos manifiesta que, digamos, las actividades que se ponen ahí si vemos, por ejemplo aquí, vamos a ver el escenario base. Por ejemplo, para el año 2020 tenemos 253 mil dólares para general y 253 mil dólares para geología. Lo cual si vemos esto que ocurre en todas las asignaciones, por ejemplo, para este caso que sería Cuichapa. ¿Qué está haciendo, digamos, los que desglosan los costos en estas asignaciones? Lo que hacen es distribuir costos de general y de geología en la misma proporción para cada una de las asignaciones que estamos teniendo. Entonces, si vemos esto pues, se va a repetir general y geología para cada uno de estos casos. Esto difiere un poco de los criterios de cómo están asignando en otros casos, por ejemplo, en las de aguas someras donde el término de general sí, va en función de la perforación de pozos, por ejemplo. Entonces, ¿a qué responde? Nosotros hicimos la consulta, también el asignatario y qué responde y voy a leer, tal cual, lo que nos dijeron. Dice: las actividades programadas para el escenario base corresponden a actividades que, por su naturaleza, se desarrollan fuera de las instalaciones de PEP y que para tal efecto son los gastos operacionales que se relacionan con la subactividad general son mínimos ya que están relacionadas actividades de supervisión, entonces qué quiere decir esto no sé cómo interpretamos estos evidentemente digo la mayoría de las actividades realizadas están fuera de las instalaciones de PEP y que para tal efecto, son gastos, los gastos operacionales que se relacionan con la sub-actividad general, son mínimos, ya que están relacionados a actividades de supervisión, entonces, ¿qué quiere decir esto?. O sea, ¿cómo interpretamos esto? Evidentemente, digo, la mayoría de las actividades realizadas están fuera de las instalaciones de PEP, pero lo que nos quiere decir esto, es que todas las demás, o sea, PEP, únicamente realiza las actividades, de manera propia las actividades de geología, el resto de las actividades las ejecuta a través de los contratos que tiene existentes, por lo tanto, el segundo motivo por lo cual podría haber un sobrecostos en la perforación es que están asignando



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gastos de operación que no estamos pudiendo identificar ¿por qué? Porque están incluidos dentro de los contratos, es decir, no solamente es la maquinaria, el equipo, o sea, diga sino también viene incluida por la propia gente a los gastos operativos que realiza el tercero para poder realizar la perforación. Y el tercer factor que yo destacaría, como vimos en muchos de estos casos, sobre todo en el caso del incremental, están perforando sal. Entonces no obstante, este caso no ha sido documentado por Petróleos Mexicanos como un factor de incremento de costos, que parecería ser el más evidente, no obstante los otros dos sí los hemos documentado y este tercero, como digo, puede ser, simplemente, por el hecho de que perforan sal, puede incrementarse los costos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. Comisionados, si no hay otro comentario, pido al Secretario Ejecutivo de lectura la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.06.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0132-Cuichapa.

ACUERDO CNH.E.06.001/2020

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-0132-Cuichapa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.06.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0134-Cuichapa.

ACUERDO CNH.E.06.002/2020

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-0134-Cuichapa.

RESOLUCIÓN CNH.E.06.003/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0136-Cuichapa.

ACUERDO CNH.E.06.003/2020

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-0136-Cuichapa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.06.004/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0137-Cuichapa.

ACUERDO CNH.E.06.004/2020

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-0137-Cuichapa.

RESOLUCIÓN CNH.E.06.005/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0138-Cuichapa.

ACUERDO CNH.E.06.005/2020

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-0138-Cuichapa.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.06.006/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0139-Cuichapa.

ACUERDO CNH.E.06.006/2020

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-0139-Cuichapa.

II.7 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de la autorización a Pemex Exploración Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Juan Carlos Sabido Alcántara, de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

"INGENIERO JUAN CARLOS SABIDO ALCÁNTARA, DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias, buenas tardes. El día de hoy les vengo a exponer la autorización a la modificación de la perforación del pozo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

exploratorio en aguas someras Zaziltum del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. La siguiente, por favor. Ese es el fundamento legal para esta esta modificación, como siempre, es la Ley de Hidrocarburos faculta la Comisión para emitir autorizaciones de perforación de pozos, la Ley delos Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética que le da atribuciones a los Órganos Reguladores, el Reglamento Interno de la Comisión en donde se establecen las facultades para el Órgano de Gobierno y las direcciones generales y los lineamientos de perforación de pozos que establecen los requisitos y procedimientos para la autorización y modificación de la perforación de pozos. La siguiente, por favor.

Bueno, como antecedente, la autorización del pozo Zaziltum-1EXP se llevó a cabo aquí, en la Comisión en octubre del 2019. El operador, PEP, inicio la perforación del mismo en noviembre del mismo año, y en enero, el operador envió un aviso de cambios operativos para el pozo Zaziltum a la Comisión. De ahí se llevó a cabo una reunión de trabajo entre el personal de PEP y la Comisión y derivada de esa reunión se concluyó, después del análisis técnico realizado, que no bastaba con un simple aviso de cambios operativos, sino que se requería de la modificación de la autorización de la perforación, por lo que la CNH hizo el ordenamiento para que PEP presentara una solicitud de modificación a dicha autorización. Y el día de hoy estamos aquí para presentar este punto para su consideración y autorización. La siguiente, por favor.

Como datos generales, el pozo Zaziltum-1EXP se encuentra en la Asignación AE-0155-Chalabil, está clasificado con el número 102, como un pozo exploratorio en un nuevo campo. En un tirante de agua de 22 metros. El objetivo geológico de esta modificación, que detallaré un poco más adelante, ya de manera técnica, es el Mioceno Medio, a una profundidad de 2,380 y en un intervalo de 2,380 y 2,620 metros verticales bajo mesa rotaria, buscando encontrar un aceite ligero de 27 grados API. Las condiciones de temperatura y presión del yacimiento, es de 95 grados centígrados y 5,844 PSIs. En este caso, la trayectoria del pozo, en el nuevo diseño que se tiene y que provoca la modificación, es un pozo direccional tipo "J" con un ángulo máximo de 37.14 grados y con un desplazamiento de 906 metros. Más adelante vamos a detallar los características de este pozo. La probabilidad programada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desde 2,740 metros verticales y 3,021 metros desarrollados. El programa es de 44 días, con 34 días de perforación y 10 de abandono. Y el costo de esta modificación, de realizar estas modificaciones, de 12.3 millones de dólares. La plataforma que se va a ocupar, es la Campeche, con una capacidad de 3 mil caballos, un mástil para mil toneladas, mesa rotaria y corona de 600 toneladas y un sistema de preventores de 10 mil y 15 mil Psi. En la derecha vemos la Asignación marcada con esta línea roja. El pozo está ubicado hacia el sur de la Asignación, colinda con el mismo operador. Y aquí vemos los demás que están cerca, como vecindad de la asignación. El recurso prospectivo que esperan es de 9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito de 50%. La siguiente por favor. Bueno, el motivo de esta modificación, es que ellos perforaron, originalmente, aquí, el objetivo del pozo Zaziltum-1EXP, que es el que está autorizado. Inicialmente, alcanzaron el objetivo geológico, que es en el Mioceno. Lo evaluaron, únicamente, mediante registros geofísicos y observaron que no había una acumulación de hidrocarburos, por lo tanto, con la información que obtuvieron de la perforación de este pozo original de Zaziltum-1EXP, toda la información que obtuvieron durante esa perforación la que ya tenían, les permitieron hacer una reinterpretación de su estructura y ellos observaron que hacia una parte más alta de la misma, podrían encontrar una acumulación de hidrocarburos; por lo que, tomando lo que ya tenían, en un inicio, de Zaziltum-1EXP, deciden hacer una ventana que les permita alcanzar la parte más alta de la estructura, que vemos aquí en la sección sísmica, que sería esta trayectoria amarilla es la de la ventana ¿ajá? La siguiente por favor.

¿Cómo lo van a hacer? mediante una ventana. Esta tierra de 30 pulgadas, ésta de 20 pulgadas y la de 13 3/8, ya están perforadas por el Zaziltum-1EXP. Entonces, lo que ellos planificaron, es hacer una ventana, precisamente, en la tubería de revestimiento 13 3/8 para perforar y meter un *liner* de 9 7/8. Después, meter un *liner* de 7 5/8 para alcanzar los objetivos del mioceno. En la imagen de la izquierda está la trayectoria direccional. La línea más delgada es el Zaziltum-1EXP, el que ya está perforado, el original, el que está autorizado, y la línea más gruesa de color azul es lo que representa la ventana. Si lo vemos de planta podemos ver que Zaziltum-1EXP fue hacia el noroeste y la ventana saldría de esta tubería de 13 3/8,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hacia el oeste. Entonces, esto es lo que estaríamos lo estamos presentando hoy para su autorización a la modificación de la autorización original, que era este pozo, que sí está perforado y fue evaluado los objetivos. La siguiente, por favor.

Y este es el diseño del pozo, en cuanto a la ventana operativa. Nada más se presenta, precisamente, a partir de la —perdón— de la tubería 13 3/8, puesto que ya está todo perforado, ya están las tuberías adentro, ya están cementadas, están asentadas y están cimentadas. Entonces, lo único que se presenta, aquí, es para las dos etapas de perforación de la ventana. En donde tenemos, como siempre, la línea de sobrecarga, la línea de precisión de poro, el lodo, la densidad del lodo programado para perforar la ventana. El inicio de pérdida, el gradiente de factura y sobre carga. Entonces con este diseño que se presenta se atravesaría la columna geológica a partir de la tubería que ya está asentada, pasando por el Plioceno para llegar hasta el Mioceno. Y evaluar la parte más alta de esa estructura. La siguiente.

Ya para concluir, los elementos de evaluación que nosotros revisamos, se da cumplimiento al Artículo 38 de los lineamientos, que en este caso es para una modificación, precisamente. Y cumple con los requisitos y elementos técnicos establecidos en el Artículo 40, da respaldo y soporte técnico para la selección del diseño. Acredita los elementos que permiten alcanzar el nuevo objetivo geológico propuesto, que es ir a la parte más alta, así como preservar la integridad del pozo durante su ciclo de vida. Este pozo está, el pozo exploratorio en agua someras Zaziltum-TEXP sí está considerado en Plan de Exploración vigente y que fue aprobado, aquí mismo, mediante la resolución CNH-65006/2019. También da cumplimiento al Artículo 39, ya que va a acelerar el desarrollo de conocimiento del potencial petrolero del país y en caso de ser exitoso, contribuiría a la reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Y en ambos puntos, compartiendo lo de la parte de la tecnología pues sí observamos que la tecnología utilizada es la adecuada para la perforación de pozos y sobre todo en este caso de la realización de ventanas que llevan una componente extra, de perforación de pozos. Eso sería todo de mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Ingeniero Juan Carlos Sabido.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿Comentarios? Bueno, de no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de lectura, propuesta de acuerdo..”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.06.007/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica la autorización a Pemex Exploración y Producción Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos para realizar la Perforación del Pozo Exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.

ACUERDO CNH.E.06.007/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se modifica la autorización a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Zaziltun-1EXP.

II.8 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los requisitos que deberán cumplirse a efecto de acreditar las capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia en la cesión del control corporativo y de gestión del contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la

Órgano de Gobierno

Sexta Sesión Extraordinaria

30 de enero de 2020



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

licenciada Ernestina Pombo Hernández, Directora General de Contratación para la Exploración y Extracción.

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

“LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ, DIRECTORA GENERAL DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.- Hola, muy buenas tardes, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. El asunto que ponemos a su consideración es la determinación de los requisitos para acreditar las capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia que al solicitar la autorización de la sesión del control corporativo, deberá cumplir Petrofac México S.A. de C.V. como operador del contrato CNHM2-Santuario El Golpe-2017. Ésto, de conformidad con el Artículo 9 de los lineamientos de sesión emitidos por esta Comisión. Es importante mencionar que el contrato derivó de la migración de las asignaciones A-396-Santuario y A-121-Campo El golpe. Estas estaban relacionadas a un contrato de servicios para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos, por lo que esta migración fue con fundamento en el transitorio vigésimo octavo de la Ley de Hidrocarburos. Se trata de un contrato terrestre con la modalidad de producción compartida y con una producción promedio, a diciembre de 2019 de 13 mil 179 barriles diarios de petróleo y 10 millones 564 mil pies cúbicos diarios de gas. El marco normativo y contractual que regula la presente solicitud, como ya se mencionó, es el artículo 9 de los lineamientos de sesión, éste prevé la posibilidad de que el contratista solicite a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la determinación de los requisitos que deberá cumplir para acreditar las capacidades, como ya se mocionaron, técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia. Al momento de una sesión, ya sea del control corporativo, de gestión o de las operaciones que se lleve a cabo en este contrato. Asimismo, éste artículo debe tomar en faculta la CNH para tomar en consideración los requisitos establecidos en las bases de licitación, o que fueron publicadas más recientemente, de acuerdo a la misma modalidad contractual del contrato que se piensa ceder. También solicita a faculta la CNH para que solicite la opinión de la Secretaria de Energía. Los Artículos 18, 23, 29 fracción tercera de la Ley de Hidrocarburos en la que desprenden las atribuciones de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Secretaría de Energía, tanto para definir el modelo contractual en las áreas a licitar y bien así como para emitir los lineamientos técnicos en los que se prevén los requisitos de precalificación para cada una de las licitaciones. Por su parte las cláusulas 22.3 y 23.2 y 23.3 señalan que el contratista deberá asegurar que no va a sufrir ningún cambio de control. En caso contrario, deberá solicitar la autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En este sentido, en 19 de diciembre de 2019, Petrofac México solicitó a la CNH que determinara los requisitos de precalificación manifestando que pretende realizar una sesión de las acciones a su accionista Petrofac México, Petrofac Netherlands Cooperatief U.A. tiene el 51%, actualmente, de las acciones de Petrofac México. Lo que manifestó Petrofac México es que piensa vender ese 100% de acciones al otro socio que es Perenco Oil and Gas International Limited, que actualmente tiene el 49% de las acciones de Petrofac México, S.A. de C.V. El 15 de enero se solicitó la opinión de la Secretaría de Energía respecto a si estos requisitos que debe cumplir Petrofac México corresponden a los establecidos en la licitación CNH-A6-7 Asociaciones, que es la última licitación publicada. Si bien es para áreas terrestres, también es que es un contrato de licencia. Como ya fue mencionado, para determinar dichos requisitos en los contratos que no fueron adjudicados a través de una licitación pública, se debe tomar en consideración la última licitación publicada, pero del mismo modelo contractual. Situación que no existe en este caso, porque no hay ningún contrato de producción compartida para áreas terrestres. Únicamente han sido licitadas áreas de aguas someras, de aguas profundas.

Entonces, en esta propuesta se tomó en consideración que el objeto del contrato es la realización de las actividades petroleras en el área contractual terrestre que es Santuario El Golpe y que esta área cuenta con producción. Al respecto la Secretaría de Energía, mediante el oficio 522DGCP005-2020, del 27 de enero de 2020, manifestó que, para determinar el modelo de contratación en el ejercicio de sus atribuciones, también toman en consideración el tipo de área contractual en el que se pretende realizar las actividades, precisando que si bien la licitación CNHA67-Asociaciones 2018, es un contrato de licencia y no de producción compartida, como lo es el contrato el Santuario, también debe considerarse que el tipo de área contractual sí es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

similar al ubicarse, insisto, en área terrestre y con tener producción. También preciso que, respecto al requisito de producción, se debía tomar el establecido el de las áreas el establecido para las áreas Bedel-Gasífero, Cinco Presidentes, Giraldas-Sunuapa y Juspi-Teotleco. Estas son se requirió un manejo de producción mayor que el de las otras tres áreas. Fueron 5 mil barriles. Y eso lo precisa la Secretaría de Energía. La propuesta por parte de la Unidad Jurídica es que los requisitos que deberán cumplirse, al momento de solicitar la autorización, porque ese no, no están solicitando la autorización, solamente que se determinan los requisitos, deberán ser los establecidos en las bases de licitación a CNH-A6-7-Asociaciones/2018 para las áreas contractuales ya mencionadas. Y por mi parte sería todo. Quedo pendiente de algún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Licenciada Pombo. ¿Algún comentario, Comisionados? Adelante, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-Una pregunta. Supongo que el antecedente es que esto es un contrato que está firmado por Petrofac y Pemex.

LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ, DIRECTORA GENERAL DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.- Sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-Pemex podía, de alguna forma, adquirir la parte Petrofac, pero al parecer, no está interesado.

LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ, DIRECTORA GENERAL DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.- Al parecer, no.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque, por ley, ellos debían ser los primeros.

LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ, DIRECTORA GENERAL DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.- Por Ley de Acuerdos de Operación Conjunta, ellos tendrían que tener un derecho, digamos, del tanto, respecto a ese porcentaje; en el momento en el que soliciten la autorización para la sesión, tendrán que acreditar que el socio, de hecho la solicitud



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de autorización debe venir por el contratista, que son los dos Pemex y Petrofac.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias.

LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ, DIRECTORA GENERAL DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN.- De nada.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado. De no haber otro comentario, pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.06.008/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los requisitos que deberán cumplirse a efecto de acreditar las capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia, en la cesión del control corporativo y de gestión del contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

ACUERDO CNH.E.06.008/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII, 38, fracción III y 39 fracciones V y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética Y 13 fracciones II, inciso g y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre los requisitos que deberán cumplirse a efecto de acreditar las capacidades técnicas, financieras, de ejecución y de experiencia, en la cesión del control corporativo y de gestión del contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.9 Consejo Consultivo para analizar el anteproyecto del Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente el Secretario Ejecutivo dio la palabra al doctor Rolando de la Lassé Cañas, Director General de Regulación.

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

"DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS, DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN.- Muchas gracias. Buenas tardes, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Como ustedes saben, hace meses ya, hemos estado trabajando en mejorar los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos. Es el momento en el que ya tenemos un documento, pues, un proyecto terminado, un pre-proyecto terminado. Y, bien, en ese sentido, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética nos mandata a tener y a solicitar opinión del Consejo Consultivo. En ese sentido, nuestro Reglamento Interno, también, nos ha establecido que tenemos que conformar un Consejo Consultivo y, también, en concordancia, emitimos unas reglas de operación en el año 2014 para la operación del Consejo Consultivo. Como ustedes saben, emitimos también, y salieron publicadas en el Diario Oficial de la Federación, este mes, el 16 de enero, unas reglas de operación para el Consejo Consultivo; unas nuevas reglas de operación, sin embargo, existe un acuerdo en el que, hasta tanto nosotros no emitamos la convocatoria correspondiente, seguiremos trabajando con las reglas anteriores. Y en ese sentido, lo que se les viene a presentar, es la conformación de un Consejo Consultivo para la emisión de estas modificaciones a los lineamientos nos podemos regresar una, ¿por favor?

Como ustedes saben, bueno, hemos estado trabajando en modificarlos, básicamente estos son los puntos que tocan la modificación correspondiente. Como ustedes pueden ver, lo que siempre se está buscando y lo que siempre ha buscado la Comisión ha sido mejorar, conforme a la práctica que se va teniendo en la operación de los lineamientos, pues, la operación de los mismos y hacerlos más eficientes. En ese sentido, pues, en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contacto con la industria, en contacto con las áreas técnicas se han detectado estas áreas de oportunidad, de las cuales ya llevamos meses trabajando.

Y bien, hoy nos presentamos a ustedes para poner a su consideración el Consejo Consultivo que conformaríamos y que invitaríamos para que nos pudieran apoyar en el análisis de esta importante modificación a los lineamientos. El Consejo Consultivo está conformado, digamos, por 4 secciones. La primera de ellas es interna, en la cual participan todos ustedes Comisionados, el titular de la Unidad Jurídica, el titular del área de la Unidad Sustantiva, que, en este caso es la Unidad Técnica de Extracción y Supervisión junto con el Director General de Medición y Comercialización, porque es el área especializada y el Director General de Regulación. Un segundo bloque, que es el que está conformado por asociaciones expertas, con las cuales ya hemos venido trabajando. Este grupo, estos 4 grupos son con los cuales ya trabajamos en el año 2015, cuando emitimos, por primera vez, los lineamientos de medición. Y entonces, son estas asociaciones que se encuentran en pantalla por otro lado, en la parte del sector de gobierno hacemos invitaciones a la representación de las entidades que tienen algún vínculo con el tema que estamos tratando. Y finalmente, un cuarto bloque que sé que corresponde a la academia, en el cual se invitan a instituciones académicas y estudiosos del tema, que amablemente, pues, nos han venido apoyando y han sido fundamentales para nutrir con retroalimentación los documentos que ponemos a su consideración. Y en este caso, son los de medición.

Bueno, esa sería la solicitud. Ahora, qué sigue, si ustedes estuvieran de acuerdo con la conformación del órgano que se les está presentando. Es que una vez que tengamos ya, aprobado... aprobados, estos miembros, pudiéramos hacer una invitación, para que podamos tener la sesión del Consejo Consultivo; en ella podamos trabajar con la retroalimentación que nos puedan dar, y con las observaciones en un documento que estaríamos proponiendo, ya formalmente, al Órgano de Gobierno. Posteriormente para que se vaya dictamen a CONAMER y en su caso, en caso de que sufriera modificaciones importantes en la CONAMER, regresar al Órgano de Gobierno para conocerlas y aprobarlas. En caso de que no, ya, nada más, pasaría directamente al Diario Oficial de la Federación. Y bien, esa es la propuesta que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ponemos a su consideración, Comisionados y estoy a sus órdenes para cualquier aclaración.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Doctor Rolando de Lassé. ¿Al algún comentario? Doctor Héctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la número cuatro, yo nada más quisiera que estuviéramos conscientes de que estamos proponiendo un Consejo Consultivo variable. Este es un Consejo Consultivo para apoyarnos en la parte de medición. Los lineamientos de medición, pero, obviamente, si tuviéramos otra temática, pudiéramos cambiar un poco la integración de este Comité Consultivo. Por ejemplo, el último que aparece, el Centro Público de Investigación Especializada en Manufactura y Procesos Industriales, pues va muy de acuerdo con la temática de medición. Si tuviéramos otra temática, pudiera ser que tuviéramos otros invitados y obviamente, el Presidente del Consejo sería otra persona, o sea, otro Comisionado que traiga el tema, ¿OK? Entonces, en ese sentido, no es el Comité Consultivo, sino el Comité Consultivo para este tema.

DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS, DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN.-Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Moreira, es muy buena la precisión de aclarar lo que estuvimos hace algunos días revisando los temas de medición y a raíz de esa situación, de modificaciones que vamos a plantear, surgió, por parte de los Comisionados, la idea de construir, mandar llamar al Consejo Consultivo para mostrarles lo que estamos planteando y recibir retroalimentación, antes de que busquemos pasarlo a este Órgano de Gobierno. Así es, esa es la idea de esta convocatoria. Doctor Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más hay una, hay que hacer un cambio ahí, dice Facultad de Ingeniería del Instituto Politécnico Nacional, se llama Escuela de Ingeniería de Ciencias de la Tierra. Tiene el rango de facultad, tiene posgrados, pero no, se llama escuela. Hay que cambiar ahí. Y creo que la otra cosa muy importante que hay que enfatizar, es que la Comisión Nacional de Hidrocarburos está revisando sus lineamientos frecuentemente, para ir una mejora continua y que lo que hemos visto, cuando los operadores meten la información para solicitar alguna cuestión, cuando no la traen completa, se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

llama que hacemos una prevención, pues qué creen, muchas de las prevenciones son por esto, por cuestiones de medición. Creo que la mayor parte de ellas son por medición. Entonces, qué bueno que estamos tomando estos cambios en lineamientos y como dijo nuestro Comisionado Presidente, esto lo discutimos y pensamos que tenía que llegar al Consejo Consultivo para tener una retroalimentación de ellos. Bueno, así como traemos la parte de medición, creo que hay que felicitar al Doctor Lassé, porque está viendo todas las otras regulaciones y más adelante también las vamos a traer al Órgano de Gobierno, porque nuestro objetivo, así está planteado dentro de nuestra estrategia, es mejorar la regulación, de tal forma que podamos, con las restricciones que sean necesarias, por ley, pero que el negocio, vamos a decir, de la extracción de hidrocarburos, sea lo más fácil posible, con todas las restricciones que tengan que ver con seguridad industrial, con la maximización de valor etcétera, etcétera. Si esto llega a darse en la forma más adecuada, solamente las prevenciones que estamos teniendo, van a ser muchas menos, lo cual va a acelerar los procesos, entonces pues es algo que sí creo que debemos de seguir manteniendo en esta estrategia para que todos los demás vayan en el mismo sentido. Gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Martínez. Hacerles también el comentario que la convocatoria sean muy cuidadosos de ser puntuales en los temas que se van a tratar del Consejo Consultivo. Que no quede muy amplio para que sepan, exactamente, los convocados para qué es el Consejo Consultivo. No vaya a ser que se vaya a hacer una reunión de mil temas y terminemos por no aterrizar lo que queremos, que es tocar los temas de mediciones, particularmente, que vean las propuestas que tenemos, que la revisen, nos hagan sus comentarios, y podamos hacer una mejora en la regulación. Comisionados, ¿otro comentario? De no haber más comentarios, creo que este punto no se somete a acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.E.06.009/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 28 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y en los numerales




Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tercero y Séptimo de las Reglas de Operación del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la lista de participantes e invitados a las sesiones del Consejo Consultivo en las que se analizará el anteproyecto del Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:52 horas del día 30 de enero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexta Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

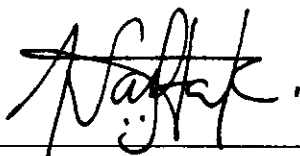

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente


Alma América Porres Luna
Comisionada


Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo

