



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### SEPTUAGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:05 horas del día 17 de diciembre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019, con el objeto de celebrar la Septuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.1083/2019, de 16 de diciembre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0157-Chalabil.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0159-Chalabil.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0121-Tampico Misantla.
- 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-0123-Tampico Misantla.
- 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-0125-Llave.
- II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-M4-Ébano/2018.
- II.8 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.
- II.9 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción y sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.
- II.10 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del control de las operaciones de Jaguar Exploración y Extracción 2.3, S.A.P.I. de C.V. a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017.

## 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-0157-Chalabil.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0159-Chalabil.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- 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-0121-Tampico Misantla.**
- 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-0123-Tampico Misantla.**
- 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-0125-Llave.**

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

Los Comisionados estuvieron de acuerdo

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

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias, buenos días Comisionada, Comisionados. Efectivamente traemos una presentación que integra el dictamen de las cinco Asignaciones que ya refirieron, entonces me voy a permitir hacer la presentación. Si avanzamos por favor para mencionarles un poco de cómo vamos a ir avanzando. Las primeras dos Asignaciones son las que veremos que están en la zona de aguas someras. Luego veremos otras dos Asignaciones que están en la parte de Tampico Misantla, en Veracruz, y luego veremos finalmente una Asignación que está en la parte del sur de Veracruz del proyecto que se denomina Llave.

Entonces para desahogar estos procedimientos pues por supuesto revisamos que se cumpla con lo establecido en la normatividad aplicable, que está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el propio Reglamento Interno de la Comisión que faculta a esta Dirección General a traer estos dictámenes aquí al Órgano de Gobierno, los lineamientos que dan todo el detalle de cómo se debe de llevar a cabo este procedimiento y en los propios Títulos de Asignación que establecen en sus anexos y en el cuerpo de la Asignación cómo son estas Asignaciones.

Entonces iniciaremos con la AE-0157, que es del proyecto Chalabil y por eso se denomina de esa forma. Está ubicado en aguas someras, como se los decía, en tirantes de aguas muy someros entre 10 y 20 metros aproximadamente. Se localiza en las costas del Estado de Campeche frente al Estado de Campeche y pertenece a la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste. Como antecedentes, lo que se ha hecho en esta zona son estudios de carácter regional, estudios de *plays*, de sistemas petroleros, de modelado de cuencas y algunos estudios específicos que son asociados a pozos, que son identificación y evaluación de prospectos, los VCDSE que se hacen para estos pozos y las pruebas de los mismos. Entonces, como vemos en este mapa de la derecha, el polígono que se ve en este color rojo es el que justamente determina cuál es la extensión de esta Asignación que tiene cerca de 810 km<sup>2</sup> para este proyecto. Si avanzamos.

Entonces, de los antecedentes que les mencionaba, se han hecho procesamientos de información sísmica de varios cubos y de información que se encuentra en el área de Tsimin Tojual tanto en región 1 como en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

región 2 y en región 3 en versiones en tiempo y en profundidad, así como un subvolumen de Tsimin, Xux y Kab en el Bloque Kinbe. Aquí vemos en el mapa de la derecha cómo están referenciados cada uno de estos bloques e información sísmica que está tocando dentro de esta Asignación. Se han perforado tres pozos exploratorios. Recordar nada más que estos antecedentes siempre los referimos al periodo anterior donde estuvieron vigentes las Asignaciones, es decir, entre 2014 y 2019. Entonces en ese periodo se perforaron tres pozos (en 2015 y 2016 dos pozos). Perdón, los dos primeros fueron improductivos invadidos por agua salada y el último, que es Xupal-1, fue productor no comercial de aceite y gas. Entonces, si vemos, aquí están referidos los tres pozos y este Xupal es el del centro, es el que fue productor no comercial. Y entonces eso es como antecedente de lo que existe en esta Asignación.

Entonces si vemos ahora lo que se plantea en este Plan de Exploración justamente para los siguientes años es dentro de la cadena de valor nos encontramos en la fase de evaluación del potencial y de incorporación de reservas dado que se va a perforar pozo, entonces podría alcanzar esta etapa de la cadena. Entonces el objetivo de este plan es evaluar el potencial tanto en los *plays* del Cretácico como en los *plays* del Jurásico Medio-Inferior que es el *play* presalino que se estima que está como un *play* hipotético en el área. Para esto, se van a adquirir y procesar información sísmica, se van a realizar estudios exploratorios y además se llevará a cabo la perforación de prospectos exploratorios.

Como sabemos, en estas Asignaciones está inscrito en el anexo 2 el Compromiso Mínimo de Trabajo y el Compromiso Mínimo de Trabajo es el que ustedes ven reflejado ahí que es que consiste en la perforación y terminación de un pozo exploratorio durante el periodo inicial de exploración. Ese es el compromiso de trabajo. Para todas las Asignaciones que veremos hoy, es el mismo compromiso que aparece en el anexo 2 de las mismas. Entonces como tareas o trabajos que se estarán llevando a cabo en esta Asignación está, les decía, la adquisición y procesamiento de información sísmica. Se hará la adquisición sísmica de este estudio Esah Cheek por 231 km<sup>2</sup>, que, si recuerdan ya en otra sesión que estuvimos viendo algunas Asignaciones de Chalabil, pues veíamos que es un estudio regional que cubre varias Asignaciones. Pues esta es una de esas Asignaciones que cubre este estudio, entonces le corresponden a esta



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Asignación 231 km<sup>2</sup>. Se adquirirá también sísmica en otro cubo que se denomina Tepallil 3D con 155 km<sup>2</sup>. Esta sísmica está enfocada en la parte oriental del bloque y asimismo se hará procesamiento sísmico 3D de un estudio que ya existe que es el Unión Tsimin-Abkatun OBS por cerca de 800 km<sup>2</sup>. Se harán estudios exploratorios, dos estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, un VCDSE y una prueba de prospectos, que estos estudios están asociados con la perforación de un pozo.

Entonces vemos el pozo del escenario base, si avanzamos por favor. Es un prospecto que se llama Baksajil-1 que vemos en el mapa, está en esta zona. Este prospecto tiene un recurso aproximadamente de 290 millones a la media sin riesgo con una probabilidad geológica del 10%. Es un prospecto que tiene como objetivo justamente lo que decíamos hace un momento: investigar este *play* presalino. Entonces si avanzamos vamos a ver algunos detalles de este prospecto cómo está configurado.

El objetivo ya les decía es ir a estos niveles del Jurásico Medio-Inferior, en donde se espera encontrar hidrocarburos. El tipo de trampa es una trampa estructural. Aquí vemos en la sección sísmica, vemos la trayectoria de este pozo que sería para buscar esta estructura que se encuentra debajo de todo este cuerpo de sal. La profundidad programada de este pozo es 7,850 metros, es análoga a la profundidad del otro pozo que se perforó también buscando este tipo de *plays*. El tirante de agua es muy somero, 15 metros, y el hidrocarburo esperado, de acuerdo con el modelado geoquímico que se tiene, sería aceite ligero. Entonces eso es respecto a la propuesta de perforación de un pozo para el escenario base.

Petróleos Mexicanos determinó también inscribir un escenario incremental en este plan y para ese escenario incremental hay otro estudio VCDSE, otra prueba de prospecto para llegar a la perforación eventualmente de otro pozo, de un prospecto que se llama Saka-1. Este prospecto, como vemos en el mapa, se encuentra ya hacia la parte oriental de la Asignación y este va buscando un *play* Cretácico. A diferencia del anterior, la profundidad programada es de 5,400 metros aproximadamente y el recurso medio sin riesgo es de aproximadamente 31 millones de barriles de crudo equivalente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ahora, si vemos las actividades cómo están calendarizadas, aquí en el cronograma vemos que están los estudios de identificación y evaluación de prospectos, el VCDSE del pozo que detonaría justamente la perforación de este pozo hacia el 2021 que es el del escenario base. Recordar de nuevo que los colores verdes siempre son para el escenario base y el gris es para el escenario incremental. Les refería hace un momento que se estarán haciendo adquisición y procesamiento de datos sísmicos, es lo que está reflejado aquí en estas dos líneas tanto para el estudio Esah Cheek como Tepallil y estos se estarán haciendo hasta 2023 ya que esta línea considera no solamente la adquisición, sino también el acondicionamiento, preprocesado y procesado de los datos. En caso de que se haga el escenario incremental, se estaría detonando en 2022 con los estudios que después hacia finales de 2022 estaría dando la perforación de este segundo pozo. Eso es lo que está calendarizado.

Ahora, si vemos las inversiones asociadas con estas actividades, vemos que para el escenario base cerca de 91, 92 millones de dólares están enfocados a este escenario, en donde claramente gran parte de esa inversión se va a la perforación del pozo. Casi 57 millones de dólares es para la perforación del pozo. No obstante, hay una buena parte de la inversión, casi 30 millones de dólares, que está enfocada en geofísica porque hay adquisición de dos estudios. Entonces esta es una Asignación que tiene una inversión interesante en geofísica y en perforación de pozos. Dado que el pozo es muy profundo, pues sigue ganando en la proporción, cerca del 62% es para la perforación de pozos. Si consideramos ahora el escenario incremental, la inversión pues evidentemente se incrementa a 133 millones. Al perforarse dos pozos, pues entonces la composición de la perforación de pozos sube a 72% de la inversión hasta 2023. Eso es respecto de la Asignación 0157 de Chalabil.

Ahora, vamos a ver de ese mismo proyecto la Asignación 0159 que se encuentra más al norte de esta Asignación que acabamos de ver. También se encuentra por supuesto entonces frente a las costas de Campeche, en la misma provincia geológica que es la de Cuencas del Sureste, solamente que aquí ya nos encontramos más alejados de la costa y por lo tanto los tirantes de agua ya llegan hasta 100 metros de profundidad. En esta zona es importante mencionar que ya hay otras tres Asignaciones que tienen campos en producción: Tumut, Kax y Uech, que son estos tres, además de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

un bloque de un área contractual que se encuentra ahí también. Entonces es un área que ya tiene algo más de actividad que la anterior.

Como antecedentes exploratorios, también cubre los mismos estudios que referíamos en la Asignación anterior, estudios de *plays*, de sistemas petroleros y de cuencas a nivel regional y a nivel local estudios que han permitido la identificación, evaluación y selección de prospectos, los VCDSE de los pozos y la evaluación de estos pozos. El bloque en este caso mide cerca de 550 km<sup>2</sup>.

¿Entonces qué actividades se han llevado a cabo entre 2014 y 2019 como antecedentes? También hay varios de los estudios sísmicos que referíamos en la Asignación anterior que tocan esta Asignación y por eso los vemos aquí un poco repetidos que es el Tsimin Tojual. Sin embargo, hay otro estudio sísmico que es el Onixma, que también se hizo el procesado y el Tabal 3D y algo del estudio de Manik. Aquí se perforaron dos pozos exploratorios, el Jaatsul-1 y el Jaatsul-1DL, ambos fueron productores de aceite y gas. Si los vemos en el mapa, están en esta zona. Jaatsul-1 está aquí y Jaatsul-1DL se encuentra más hacia el occidente. Como vemos, es una zona que tiene mayor cobertura sísmica que la anterior y por eso es que tiene ya mayor desarrollo.

¿Entonces cuál es el objetivo de este plan? Pues también es continuar con la evaluación del potencial petrolero, particularmente en los *plays* del Cretácico y del Jurásico, pero en este caso del Jurásico Superior. No van al Jurásico presalino digamos. Y también lo harán a través de la adquisición de la información sísmica, los estudios exploratorios correspondientes y la perforación de los prospectos. El compromiso mínimo, como mencionábamos ya hace algún momento, es el mismo para esta Asignación también.

Entonces en la que sigue vemos ya el detalle de qué actividades se van a estar llevando a cabo. También a esta Asignación le corresponde parte de esa adquisición del cubo Esah Cheek o del estudio Esah Cheek que cubre prácticamente toda el área con 598 km<sup>2</sup>. Se hará el procesamiento de la información que ya existe, que es la Unión de Tsimin-Abkatun solamente por 214 km<sup>2</sup>, porque el estudio llega a esta zona donde se ven estas rayas verdes. Los estudios exploratorios serán dos de identificación, evaluación y selección de prospectos, uno para los sistemas petroleros del Terciario,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que en esta zona se está prospectando, un VCDSE y una prueba de prospectos. Entonces para el escenario base tenemos entonces la propuesta de un pozo.

En la que sigue vemos que el prospecto está denominado Yaaj-1. Este prospecto se encuentra en esta zona, como vemos aquí, y tiene un volumen aproximado de 31 millones de barriles de crudo equivalente con una probabilidad geológica de 39%. Al estar muy cercano a este campo, pues vemos que la probabilidad geológica se incrementa. Entonces si vemos en la siguiente por favor.

Vemos algunos detalles de este prospecto. Este prospecto les decíamos va al Jurásico Superior Kimmeridgiano en este bloque que se encuentra en esta zona. Está muy cerca les decía el prospecto. Si lo vemos en el mapa que vemos aquí abajo a la derecha, está muy cerca del Campo Tumut. Entonces va buscando justamente los mismos objetivos que se han visto como productores en esas zonas. Entonces es una trampa de tipo estructural. Vemos es un bloque que queda, al menos por lo que se ve en esta información, queda aislado del resto de las áreas. Por lo tanto, es una trampa estructural. Se espera encontrar el objetivo a 5,400 metros, esa es la profundidad del pozo, y el tirante de agua es de cerca de 34 metros y se espera encontrar aceite ligero en esta zona.

Ahora, respecto del escenario incremental tenemos la propuesta de dos estudios, un VCDSE y una prueba de prospectos, por lo tanto, esto está relacionado con otro pozo o con otro prospecto que es el Kathal-1. Este prospecto va buscando también ese nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano, pero también va a probar el Cretácico. También la profundidad programada es de 5,400 metros y se espera también encontrar aceite ligero.

Ahora, si vemos el calendario de cómo están programadas estas actividades. Vemos de nuevo que comienza con los estudios de evaluación y selección de prospectos de este primer prospecto que es el que está en el escenario base para que después se llegue a la perforación del pozo en 2021, a la par que se está haciendo la adquisición sísmica de este estudio Esah Cheek. Posteriormente, se hará la prueba de prospecto una vez perforado el pozo y, como les decía, se está prospectando también a nivel del Terciario, entonces se hará un estudio de identificación, evaluación y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

selección de prospectos del Terciario para posteriormente hacer una evaluación del sistema petrolero. Posteriormente, entonces estarían las actividades del escenario incremental para este otro pozo Khatal-1.

Si vemos las inversiones entonces. Las inversiones están del orden de 89.9 millones de dólares para el escenario base. Tenemos entonces que, al considerar esta actividad de adquisición sísmica, el 51% de la inversión se va a la adquisición o a geofísica y el 42% de la inversión se va a perforación de pozos. Si vemos ahora la inversión considerando el escenario base y el escenario incremental, pues al incrementar un pozo adicional entonces ya la configuración de la inversión ahora se invierte y la perforación de pozos tendría 58%, en tanto que la geofísica el 34%, para hacer una suma total de la inversión de 132 millones de dólares aproximadamente para ambos escenarios. Eso es respecto de las dos Asignaciones que están en aguas someras del proyecto Chalabil.

Ahora veríamos las dos Asignaciones que se encuentran en tierra de la parte de Tampico Misantla. Estas Asignaciones pues entonces se ubican justamente en la zona del estado de Veracruz en el centro de la República Mexicana y están justamente en la provincia petrolera de Tampico Misantla. ¿Qué estudios se han hecho aquí en esta zona? Se han hecho estudios exploratorios de *plays*, se ha hecho también algo de reproceso de la información sísmica que se encuentra en esa zona con un estudio que se llama Coyula-Agua Fria-Furbero. Se han hecho estudios asociados con pozos y se perforó un pozo, que es este pozo Chaxán-1, el mismo que está abandonado temporalmente.

¿Entonces qué tenemos como objetivo de este Plan de Exploración? El objetivo es dar continuidad a las actividades de exploración enfocadas justamente en el *play* Jurásico Superior Kimmeridgiano, que es un objetivo convencional en esta área, para poder incorporar recursos en esta zona. Se pretende evaluar el potencial de estos *plays* hipotéticos y el escenario base plantea el procesamiento de información sísmica, cinco estudios exploratorios y la perforación de un prospecto exploratorio que es este prospecto que se llama Kitxka y hay un escenario incremental que tiene la intención de perforar otro prospecto que se llama Cahuayu-1EXP.

Entonces si vemos cómo están calendarizadas las actividades de esta zona, vemos entonces que se estará haciendo el reprocesado sísmico de este



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

estudio Coyula 3D de lo que corresponde al bloque que son 234 km<sup>2</sup>. Después se hará la identificación y selección de prospectos para llegar al VCDSE de los prospectos justamente. La propuesta para la perforación del pozo en el escenario base está para 2021, iniciando en el primer trimestre. Después se hará la prueba de prospecto del mismo, la identificación y selección del otro prospecto para el diseño a través de su VCDSE y finalmente en el escenario incremental estaría la propuesta de perforar ese pozo hacia finales de 2022.

Respecto a la volumetría y a las características de estos prospectos, tenemos que para el escenario base tenemos una profundidad del objetivo de cerca de 2,415 metros. El recurso prospectivo evaluado sin riesgo a la media es de cerca de 34 millones. Para el escenario incremental, tenemos que ambos son hacia el Jurásico Superior Kimmeridgiano. La profundidad es muy similar, solamente que el recurso prospectivo es menor en el caso del segundo prospecto. Ahora vamos a ver algún detalle del prospecto del escenario base que, como les decía, se denomina Kitxka-1.

Como vemos, es un prospecto que se encuentra cercano a la zona del frente de la sierra, si vemos aquí en la sección sísmica. Por eso es que justamente este objetivo, que a pesar de que estratigráficamente es profundo, es del Jurásico Superior Kimmeridgiano, la profundidad es de 2,450 metros. Está muy somero. Es justamente porque ya nos encontramos cercano a la zona serrana. El pozo más cercano es un pozo que se llama Pardo-1, está a 12 km que cruzó por esta zona. Pero es un pozo antiguo, se perforó en 1970, entonces la información es muy limitada. Entonces la idea es comprobar la existencia de hidrocarburos en estas facies del Jurásico Superior Kimmeridgiano a esa profundidad 2,450 metros. La elevación del terreno son 89 metros y se espera encontrar aceite ligero en una trampa que, como vemos, es definida como tipo estructural por el acuñaamiento de estas rocas hacia la base, bueno, hacia el basamento.

Si vemos la inversión de este Plan de Exploración, vemos que son cerca de 12 millones de dólares los que se estarían invirtiendo. Como vemos, para la parte de geofísica solamente se estaría reprocesando la información que existe, por lo tanto, la inversión no es tan alta como en los casos anteriores. En el caso del pozo, pues también al ser un pozo terrestre relativamente



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

somero, pues no se compara con la inversión de los pozos en mar, por eso las inversiones son más bajas. De manera tal que 74% de la inversión para el escenario base sería para perforación de pozos, que es lo que domina la inversión. Si consideramos ahora la inversión del escenario base más el escenario incremental, pues casi se duplica porque justamente se incrementa otro pozo, cerca de 22.2 millones de dólares y la perforación de pozos se lleva el 80% de la inversión para esta Asignación, la 0121.

Ahora, vamos a ver la otra Asignación de este proyecto que se encuentra más al Norte justamente y es la Asignación 0123 de Tampico Misantla. También se encuentra justamente en la zona de Veracruz en esta misma cuenca de Tampico Misantla. También aquí se han hecho tres estudios regionales. También se ha procesado la información sísmica que se tiene. En este caso son algunos cubos de Tres Hermanos 3D, sobre todo. Se han hecho estudios asociados con pozos y en esta área en particular no hay pozos exploratorios perforados para este periodo.

¿Entonces cuál es el objetivo de este Plan de Exploración? Pues de nuevo dar continuidad a las actividades de exploración en esta área. Va enfocado también a las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y por lo tanto se estaría evaluando el potencial de ese *play* hipotético en el área porque no se tiene todavía producción probada en esta zona para ese nivel. Entonces se va a adquirir información sísmica, se va a procesar información sísmica también, nada más que la que se va a adquirir es 3D y la que se va a procesar es 2D. Se van a hacer estudios, tres estudios, y se plantea la perforación de un pozo. En este caso solamente tenemos la propuesta de un escenario base, no hay un escenario incremental.

Entonces vamos a ver en el cronograma lo tenemos de esta forma. Se va a adquirir y procesar estas líneas 2D de Tantocob por 119 km lineales. Se adquirirá este Tantocob 3D por cerca de 290 km<sup>2</sup> durante el siguiente año y 2021. Se va a hacer los estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, de manera que el pozo pudiera ser perforado hacia inicios de 2022. Este pozo que se llama o se ha denominado el prospecto Liwat-1; para finalizar con la prueba de prospecto, que es el *post mortem* digamos de ese pozo.

Ahora, si vemos con la información que se tiene actualmente, el prospecto está yendo a investigar justamente el Jurásico Superior Kimmeridgiano.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Tiene un recurso asociado actualmente de 11 millones de barriles de crudo equivalente a la media sin riesgo. Vemos que está justamente en esta parte norte de uno de los tres bloques que considera la Asignación. Estos campos que se ven aquí, este campo que vemos aquí que es esta figurita verde es el campo Tres Hermanos, pero este campo produce a nivel del Cretácico. Esto va a buscar más profundo la acumulación, entonces que es justamente lo que vemos en la siguiente diapositiva.

Vemos que este prospecto Liwat es un prospecto que va a buscar, como ya decíamos. Esta es la trayectoria del pozo que se tiene identificado actualmente, va a buscar estas facies del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Lo más cercano que se tiene, como decíamos, es lo que se ha cruzado por el Campo Tres Hermanos, pero está a un nivel diferente. Se espera encontrar un área de cerca de 6 km<sup>2</sup> como área P1. La elevación del terreno es de cerca de 32 metros y se espera encontrar aceite ligero. También en este caso el Jurásico Superior Kimmeridgiano está a una profundidad relativamente corta, 2,740 metros es la profundidad programada de este pozo.

Respecto a la inversión, entonces también de la misma manera que el caso anterior, tenemos que el pozo es un pozo que está en el orden de los mismos, de los anteriores. Aquí la inversión en geofísica sí es mucho mayor porque aquí sí va a haber adquisición sísmica. Entonces de hecho lo vemos en el *pie* cómo la inversión geofísica se lleva el 71% de la inversión porque se está adquiriendo información en campo, en tanto que la perforación de pozos considera solamente el 24% de estos 36.9 millones de dólares que es la inversión programada para esta Asignación.

Y bueno, finalmente de estas cinco Asignaciones vamos a ver la Asignación AE-0125, que es la que se encuentra en el proyecto Llave, que es el que considera la parte sur de Veracruz. Entonces justamente se encuentra a 55 km aproximadamente al sur de Veracruz en la parte de municipios de Tierra Blanca, Cosamaloapan, Tres Valles y estamos en la provincia petrolera de la Cuenca de Veracruz justamente, que es una zona que últimamente ha tenido pues importantes descubrimientos. Entonces si vemos justamente como antecedentes en la que sigue.

Vamos a ver que se ha hecho reprocesamiento de información sísmica 2D, reprocesamiento y procesamiento de información sísmica 3D de toda la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

información que vemos que cubre el área. Está este cubo que está en el Sur, que es el cubo de San Pablo Nopaltepec y este cubo que está al Norte, que es la unión de algunos estudios que se encuentran y estas líneas que están cruzando digamos el bloque con morado es otra unión de otro cubo que se encuentra y unas líneas 2D que también cruzan por el área. Se han hecho 6 estudios regionales, 2 enfocados a sistemas petroleros, 4 de *plays*, 15 estudios asociados a pozos dado que aquí se han perforado ya varios pozos. Vemos aquí es donde se han perforado justamente todos esos pozos exploratorios que permitieron el descubrimiento de Ixachi desde 2017, 2018 y 2019. Se perforó otro pozo que es el Cruver al sur de la Asignación que no tuvo éxito y actualmente se encuentran otros dos pozos en perforación también relacionados con Ixachi.

¿Entonces cuál es la idea de este Plan de Exploración? ¿Qué es lo que plantea? Pues seguir con las actividades de exploración para llegar a la fase de incorporación de reservas. Incorporar recursos de hidrocarburos tanto en los *plays* del Cretácico como del Terciario que también es prospectivo en el área y evaluar el potencial de estos *plays* hipotéticos. Hay un escenario base y un escenario incremental que considera el escenario base la adquisición de 54 km de información sísmica lineal, la adquisición de 737 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, el procesamiento de 108 km lineales, perdón, de sísmica 2D y 1,808 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, 9 estudios exploratorios, que serían los que estarían asociados con esta Asignación y la perforación de dos prospectos, uno denominado Boxju y otro denominado Chichiltik-1EXP. Para el escenario incremental se estima la adquisición de más información sísmica tanto 2D, perdón, solo 2D, otros nueve estudios exploratorios y tres prospectos que se estarían perforando en el área.

Entonces si vemos aquí el cronograma, ahorita que lo vean. Es pues sensiblemente mayor que los anteriores justamente por toda la actividad que se ha detonado por el descubrimiento reciente de Ixachi. Entonces se ve que es un área prospectiva interesante y por eso es que se están enfocando a realizar más actividades. Entonces están la adquisición de esta sísmica 2D de *offset* largo. Se va a hacer esta sísmica 3D de Ixachi 3D. En el escenario incremental se planea les decía otra sísmica 2D para que se cubra mejor el área y hay una serie de procesados de toda la información que ya se tiene más la información que se vaya detonando tanto para 2020 como para 2021. Por supuesto, el procesado de la información que se derive del



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

incremental. Y en cuanto a los estudios, pues son los estudios de evaluación y selección de prospectos que van acompañando a los pozos y además de las pruebas de prospectos de los pozos que se encuentran perforando actualmente. De manera que el pozo Boxju-1, que es el pozo que está en el escenario base, estaría perforándose ya en estas fechas. De hecho, pues en estos días deberá subir a Órgano de Gobierno la autorización. Y el pozo Chichiltik-1 estaría perforándose hacia finales de 2020. Los otros tres prospectos uno está para 2020 y los otros dos para 2021, los que representan el escenario incremental.

Ahora, si vemos cómo están estos prospectos respecto a la volumetría que se tiene estimada al momento, los primeros dos prospectos que están en el escenario base van enfocados al Cretácico Medio, que es el que ahorita ha sido prospectivo dado estos descubrimientos recientes y van a profundidades de 6,700, 6,500 metros con volúmenes de 183 y 111 millones de barriles a la media sin riesgo. Los otros tres prospectos que están en el escenario incremental uno de ellos va justamente enfocado al Terciario, que típicamente había sido prospectivo en esta área, y los otros dos van al Cretácico. Como vemos aquí, la probabilidad geológica de este último prospecto, por ejemplo, nada más para mencionar, pues es la más baja de todas. Justamente necesitan más información para madurar estas zonas. Esa es la idea de por qué también es el último de los prospectos que está visualizado.

Ahora, si vemos algunos detalles de los dos prospectos que se están proponiendo perforar, el primero de ellos, que es el pozo Boxju-1, es un pozo que justamente va a buscar un concepto muy parecido a lo que se descubrió en Ixachi que se pretendía también descubrir en Cruver. Vemos esta localización Boxju. si vemos el mapa, Ixachi está aquí en la parte norte. Después se perforó Cruver en esta zona y Boxju está más al sur. Está más cercano al frente de la sierra, entonces por eso es que está un poquito más somero que la zona de Ixachi, sin embargo, pues es un pozo también relativamente profundo. Se espera que la profundidad programada de 7,700 metros y, como les decía, se está buscando el Cretácico Medio, en este caso la parte autóctona, la que no ha sido movida digamos, la que sigue en esa zona. Se espera encontrar gas y condensado, que es justamente lo que se encontró en Ixachi, y es una trampa de tipo estratigráfica dado que está en facies que se espera que sean arrecifales.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En cuanto al prospecto Chichiltik-1, es un prospecto que también va profundo, va a 6,950 metros. En este caso se encuentra hacia la parte oriental de Ixachi, está justamente en esta zona. También está pretendiendo buscar una zona, en este caso una trampa de tipo ya más estructural. También va buscando en este caso el Cretácico Medio, que es lo mismo que se descubrió en Ixachi. Se espera encontrar el mismo tipo de hidrocarburo, gas y condensado. La elevación del terreno es de 48 metros y ya les decía la profundidad es de cerca de 7,000 metros programados.

Ahora bien, respecto a la inversión vemos que con estos pozos que se está planteando pues la inversión aquí sí es mucho mayor, dado que además son pozos más profundos. Entonces la inversión llega a casi 151 millones de dólares. Sin embargo, la adquisición sísmica que se está planteando hacer dado que es intensa la recolección de datos sísmicos, pues hace que la mayoría de la inversión se vaya ahí en geofísica el 51%. Si consideramos ahora ya el escenario incremental en donde se consideran tres pozos adicionales claramente, pues ya la inversión en perforación de pozos cambia y es la mayoría. Entonces de los 150.9 millones de dólares que es para el escenario base, se incrementa hacia 226 millones de dólares prácticamente para el escenario incremental, considerando la perforación de todos los pozos. Hasta aquí digamos los detalles específicos de cada área. Ahora, si vemos en la siguiente.

Vemos que asociado con estos trámites pues tenemos que hacer la consulta con la Secretaría de Economía para el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional. Se hizo a través de los oficios diversos que enviamos hacia la Secretaría de Economía y nos dieron la opinión favorable para las cinco Asignaciones. También hicimos lo propio con la ASEA. Le mandamos oficio para saber cuál es el estado que guarda el estatus de sus autorizaciones con la ASEA para estas Asignaciones. De manera tal que tenemos las conclusiones para estas cinco Asignaciones. Entonces si vemos la que sigue.

De la ejecución de estas actividades observamos primero que pues van a permitir consolidar el entendimiento y el marco geológico estructural del subsuelo en todas las áreas. A partir entonces de la perforación de los prospectos exploratorios que se están planteando en cada una de estas áreas, pues primero se va a tener una estimación más certera del volumen



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de hidrocarburos que se puedan encontrar en cada área y después pues va a permitir avanzar en la cadena de valor y eventualmente con los descubrimientos que se tengan, que ojalá sean todos, se llegarían a los Programas de Evaluación consecuentes. Entonces las actividades están plenamente justificadas de acuerdo con el nivel de información que se tiene y con las fases que se encuentra ahorita cada área.

Para la Asignación 0157, vemos entonces que considerando ambos escenarios se podrían incorporar algunos recursos por 33.65 millones de barriles y la inversión estaría entre 91.7 millones de dólares y 133.2 millones de dólares. Para la Asignación 0159, los recursos prospectivos que hay en el área son cerca de 18.5 millones. La inversión es de entre 90 aproximadamente, 90 y 132 millones de dólares. Para el caso de la Asignación 0121 de Tampico Misantla, lo que tenemos es unos recursos prospectivos de cerca de 32 millones de barriles de crudo equivalente y la inversión es de entre 12 y 22 millones de dólares aproximadamente. Para la otra Asignación de Tampico Misantla, que es la 0123, tenemos recursos por 3 millones de barriles de crudo equivalente y una inversión de cerca de 37 millones de dólares. Recordemos aquí nada más hay un escenario, por eso no hay un rango. Y para la última Asignación que vimos, que es la de la 0125, la de la zona muy cercana, la que considera esta zona donde está Ixachi, son 149 millones de barriles de crudo equivalente y la inversión ronda entre 150 millones y 225 millones de dólares aproximadamente.

Entonces lo que observamos, y como propuesta a este Órgano de Gobierno, es que los planes se advierten técnicamente factibles toda vez que, además de cumplir con la normatividad, las actividades que plantean permiten maximizar el valor estratégico de estas áreas con las actividades que se están planteando. Por lo que sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación de los Planes de Exploración de las Asignaciones AE-0157-Chalabil, AE-0159-Chalabil, AE-0121-Tampico Misantla, AE-0123-Tampico Misantla y AE-0125-Llave. Y si me permiten otros dos minutos de paciencia, les diré justamente el acumulado que vamos presentando cuando tenemos estos temas aquí en el Órgano de Gobierno.

Desde el 9 de septiembre que fue cuando recibimos los 42 Planes de Exploración que tenemos hasta el momento de Petróleos Mexicanos, se



han aprobado 12 que son los que están en esta tabla con color negro. Ahorita estamos revisando estos 5. En el mapa vemos las 64 Asignaciones que fueron otorgadas en agosto con gris, las 42 que tenemos están en morado. Las que ya fueron aprobadas son las amarillas o este color más amarillento y los que estamos revisando hoy son los rojos, que son las dos que están en aguas someras aquí frente a Campeche, la de Llave del sur de Veracruz y las dos de Tampico Misantla que se encuentran en la parte norte de Veracruz y aquí están las fechas en las que se ha ido dando esto.

Ahora bien, respecto a los recursos que están asociados aquí. Como siempre, del lado izquierdo presentamos los recursos prospectivos asociados con los prospectos del área y en la parte de la gráfica derecha en la parte azul vemos la posible incorporación de reservas en caso de éxito de la perforación de pozos. Hicimos un cambio respecto a lo anterior que les hemos estado presentando porque en las gráficas anteriores les poníamos el desagregado Asignación por Asignación. Sin embargo, ahora al ser ya muchas Asignaciones se complica la lectura de la gráfica y por eso ya lo empezamos a agrupar por los proyectos. Aquí ya está agrupado los proyectos, no obstante, la información es la misma. Es simplemente para tener una mejor visualización de ella. Entonces si consideramos los 82 prospectos exploratorios que están en estas Asignaciones que se han aprobado y las cinco que les traemos hoy, los recursos son cerca de 4,686 millones de barriles.

Sin embargo, cuando consideramos ahora ya esta acotación que se hace como posible incorporación de reservas, serían 1,420 millones de barriles de crudo equivalente, considerando 566 en el escenario base y 854 del escenario incremental. Estos 1,420 millones de barriles están repartidos en todo el primer periodo de exploración. No son para un año, sino son para todos los años. Entonces eso es digamos el agregado de estas Asignaciones que tenemos hasta el momento.

Si lo vemos en temas de inversión, entonces la inversión que considera estas Asignaciones que se han aprobado hasta el momento, considerando las cinco de hoy, inicia en 642 millones para 2020 y llega hasta 1,382 millones de dólares en 2023, si consideramos el desarrollo del escenario base. Si consideramos el desarrollo del escenario incremental, entonces



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sería de 1,092 para 2020 hasta 3,107 millones de dólares para 2023. Eso es todo de mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestro Hernández, está muy claro. Entonces se han aprobado, si puede regresar a la gráfica, bueno, donde muestran. Más que una gráfica, esa. Son de 42 se han aprobado 17 con estas. 12, 12 planes.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- 12 más los 5 de hoy.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- 12 más los 5 de hoy, 17, que van a faltar 25 que están para...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Para enero todos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Para este jueves no hay ninguno de esos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Tenemos dos que están programados para el jueves, el resto estarían programados para enero.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. Comisionados, ¿alguna pregunta? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página número 39. Si vemos la posible incorporación de recursos a incorporar, son 3 millones de barriles. 3 millones de barriles a precio promedio por ahí me salen 180-190 millones de dólares. Sin embargo, es difícil incorporar todos los recursos 3P, entonces vamos a suponer que tomamos un número: 50%. Entonces sería 50% de eso, entonces estás hablando 90 millones de dólares y de eso se van a pagar 55% de impuestos, entonces te van a quedar 35 millones y solamente en la parte exploratoria ya te gastaste 36. No están ahí todos los gastos de la fase de extracción, donde vas a tener que volver a perforar de nuevo. Entonces se me hace muy ajustado, o sea, la utilidad, el rendimiento de esta área se me hace muy poco.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y lo mismo sucede también con Chalabil en la página 23. Si ven ustedes aquí, los recursos a incorporar son 6.4 millones de barriles. Haciendo el mismo ejercicio, esto es una cosa más cara porque está en aguas someras. Si quieren pasarse a la página 25. La que sigue, 25. El costo total en el escenario base más incremental son 132 millones.

Si hacemos el ejercicio, nos va a dar otra vez que la utilidad no alcanza a pagar la inversión. Entonces yo no sé si valdría la pena reestudiar un poquito, no sé, se me hace mucha inversión para la posible rentabilidad. Si analizamos nosotros Llave, por ejemplo, Llave trae 140 millones. Entonces como que hay unos muy, muy rentables, muy, muy atractivos y estos dos que están en mi opinión como que hay que reestudiar si es una inversión que vale la pena o no sé si haya mayor oportunidad después o si la parte exploratoria te puede señalar otras cosas. Pero con la información que presentan, casi no paga el costo lo que vas a tener de ingresos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, en efecto doctor. Digamos que si hiciéramos un ejercicio de rentabilidad digamos, pues sí estaría muy comprometida. No obstante, yo solo quisiera mencionar que pues en esta actividad exploratoria pues lo que se busca, sobre todo en la parte de tierra. En la parte de Chalabil pues es una condición un poco diferente porque está en el escenario incremental, entonces el escenario base digamos que da más viabilidad. Pero en la parte de Tampico Misantla sí es cierto que está muy acotado el recurso. No obstante, están yendo a buscar un *play* que no ha probado ser productivo en el área.

Entonces, en caso de tener éxito, probablemente esa información sirva para que en el resto de la Asignación se puedan probar otras estructuras, otras zonas prospectivas que entonces sí, sumado a estos tres pues puedan sumar un volumen mayor que efectivamente ya a la hora de desarrollarlo pues pueda hacerlo rentable. Pero ahorita con esto solo sí pareciera que es poco. No obstante, pues es probar un concepto que abriría digamos la posibilidad de seguir explorando primero en el área para buscar más volumen y eventualmente desarrollarlo. Si no, pues serían de las áreas que, como en otras ocasiones hemos visto, pues se exploran, se ve que no hay materialidad y se abandonan.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nomás para terminar. Si así es, entonces nosotros necesitaríamos darles un seguimiento especial, porque en realidad están apostando a una cosa que puede tener éxito, pero puede no tener éxito. Entonces si esta labor exploratoria descubre otras cosas, pues ya se justificó, sino pues ya perdimos ahí 200 millones de dólares.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Bueno, quizá primero voy a referirme a lo que acaba de decir el doctor. Hay que recordar que la exploración es una etapa de inversión y de alto riesgo y lo que genera al final de cuentas es conocimiento y si hay algún descubrimiento y con potencial es cuando pasa a la siguiente etapa. Pero en realidad es por eso que muchos operadores de repente dicen hacemos una inversión en exploración que es alto riesgo o no la hacemos. ¿No? Pero si no la hacen, pues no pueden llegar a la siguiente etapa. Entonces creo que ahí es donde se pone en balanza el asunto. Efectivamente, pues lo que se quiere es generar conocimiento con esta parte de inversión.

Pero yo tenía una pregunta. En la página 15 está el pozo que van a perforar en el primer, en Chalabil, en la Asignación AE-0157-Chalabil y se tiene que van a tardar seis meses en la perforación del pozo. Ya tenemos, bueno, en México se tiene la experiencia de un pozo, que si no mal recuerdo Yaaxtaab que se perforó en presal. ¿Hicieron una comparación en cuanto a los tiempos de perforación y al costo que tuvo Yaaxtaab con respecto a lo que se está proponiendo en este caso? Es la primera pregunta.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Yo le respondo la parte de los tiempos. Los tiempos sí son análogos a lo que se llevó Yaaxtaab, solamente que aquí están considerando algo un poco diferente en cuanto a la toma de información. Porque si vemos los resultados de Yaaxtaab, lo que se esperaba encontrar digamos era un pozo de sondeo estratigráfico, entonces tenía un riesgo, era el primero que llegaba a esas zonas. Entonces



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

no se encontró digamos precisamente todo lo que se había planteado. Entonces en este pozo están planteado tomar una información un poco distinta dado lo que encontraron en aquel. Entonces por eso, si bien los tiempos pudieran ser, no son exactamente iguales, porque no lo son por supuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que el otro fue un poquito más.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Sin embargo, ya con la experiencia que se tiene de la columna que atravesó, pues por eso creemos que están siendo optimistas en el tiempo. Entonces pareciera que, dada esa relación que hay con el otro pozo, pareciera que es un tiempo razonable. Y los costos pues no sé Bertha si nos puedes comentar.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, Comisionados, Comisionada. Nosotros hicimos la comparación justo de las características técnicas con respecto a nuestra base de costos internacionales y el costo entra dentro del rango en este caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Bueno, Yaaxtaab en especial. Lo que pasa es que es el único que ha sido presal en México, por eso. Y este sería el segundo. ¿Sí?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Así es doctora. La base de costos internacionales no permite capturar esta característica en particular, pero dado que entraba dentro del rango nos parecía que el pozo, con una característica técnica un poco más complicada, lo entraría sin ningún problema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente, OK. Tengo una segunda pregunta que tiene que ver con un pozo de Tampico Misantla, la página 33 que tiene, o sea, objetivo de Jurásico Superior Kimmer. ¿No? En este caso, de acuerdo a esa sección, ¿no van a probar Cretácico? O el Jurásico Superior más arriba, para no decir.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, bueno, el objetivo...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, lo que pasa es de que se ve atractivo.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces el punto es se van a ir directo. O sea, lo van a atravesar, ¿no? Y se ve más atractivo el objetivo superior que el dónde van. ¿No manifiestan que van a hacer una prueba arriba?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Por ahora el objetivo del Plan de Exploración y del pozo Kitxka-1 es probar el Jurásico Superior. Sin embargo, pues como es Plan de Exploración y tienen la columna disponible, dejan abierto la parte de *plays* hipotéticos. Entonces seguramente si ellos en algún momento encuentran algo interesante en la parte del Cretácico, eventualmente podrían.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, van a San Andrés, supongo.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.- Sí, a la formación San Andrés.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y entonces lo que pasa es de que inclusive si ven el pozo Pardo, el pozo Pardo un poco más arriba tiene características interesantes que continúan hacia este pozo que van. O sea, pero digo, ¿no estaba manifestado que van a hacer pruebas ahí?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO DANIEL LÓPEZ AGUIRRE.-No, no lo tienen manifestado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, o sea, nada más era una pregunta. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Martínez.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Podrían poner por favor la lámina 47. En esa lámina 47 hay un escenario base y un escenario incremental para esta Asignación, la AE-0125-Llave. Se puede observar del escenario incremental que antes que perforar Tepaxtli-1EXP van a perforar Duunu-1EXP, siendo que la incorporación de recursos es menor en Duunu y además también hay menos probabilidad de éxito geológico. Hasta ahí lo dejo, pero está aunado a las preguntas. O sea, creo que lo que nosotros tenemos que ver aquí en la CNH es validar que los planes, en este caso de exploración, sean los más adecuados.

Y quiero volverme a referir a lo que comentó el doctor Moreira. Si tenemos prospectos que tienen muy poco volumen de hidrocarburos a incorporar, pues también hay que ver la rentabilidad y así se hace en cualquier empresa petrolera. Igual lo hicieron en Petróleos Mexicanos. Es claro que en algunas ocasiones pues los hidrocarburos se van a encontrar y en otras no se van a encontrar. No todos los proyectos de exploración son rentables, pero con que algunos de ellos sean rentables, pagan los que no son rentables. Se pagan todos los que resultaron ser improductivos.

Pero si podemos regresar, nada más acuérdense Duunu-1EXP Y Tepaxtli-1EXP. Entonces en la lámina de atrás en la 46 perforan primero el Duunu-1EXP y en la página anterior se puede ver muy claramente en este diagrama de Gantt que todos los proyectos de exploración empiezan con adquisición sísmica. Es lo mismo en todos, pero ese es el proceso: adquirir la sísmica, procesarla, hacer los estudios y después irse a perforar los pozos. Entonces nosotros en Comisión Nacional de Hidrocarburos tenemos que analizar si realmente se tienen todos los estudios antes de entrar a los pozos exploratorios, porque es la forma de reducir el riesgo. Si nos fuéramos a perforar los pozos sin tener todo lo anterior, tendríamos un alto riesgo de no encontrar los hidrocarburos. Eso es una cuestión básica dentro de la revisión de planes.

Entonces aquí regresamos a lo de los pozos. Duunu está para perforarse, aquí estoy señalándolo, en 2020. Pero si uno revisa las actividades anteriores, me queda la duda si realmente se tiene toda la información para perforar ese pozo. Porque seguramente la respuesta va a ser es que van a perforar el Duunu porque tienen la información y todavía no la tienen



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

en Tepaxtli. Pero esto es lo que siempre tenemos que revisar en todos los casos, que haya suficiente información para ir a perforar los pozos y además también da una prioridad en pozos que pudieran tener una mayor prospectividad tanto en volumen, que es lo que comentaba el doctor Moreira, como en la probabilidad geológica. Entonces no sé si pudieran comentar un poquito más acerca de lo que ustedes hacen y cómo es que al revisar los planes de un operador nosotros podemos agregar valor o ser útiles dentro de la cadena de valor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias doctor, que bueno que lo menciona porque efectivamente aquí nos da una buena opción para manifestar qué es lo que está sucediendo. Quizás hacer un poco de historia de esta zona es importante y da un poco pie a esta respuesta. Si recordamos, la cuenca de Veracruz se empieza a desarrollar justamente por descubrimientos que se dan en el Terciario y actualmente ya están volteando, digámoslo coloquialmente, a ver el Cretácico más profundo. Pero originalmente casi toda la información con la que se cuenta en esa zona está enfocada hacia el Terciario. Entonces justamente la información de Duunu viene de la información histórica que sí ya tiene Petróleos Mexicanos porque era, justamente si vemos en la siguiente lámina, ahí observamos que el objetivo de Duunu es hacia el Terciario. Entonces situación que sí es distinta para los otros dos pozos del escenario incremental. Ahí sí si lo vemos, perdón, si podemos regresar al cronograma.

Si lo vemos en el Cronograma, vemos que estos dos pozos sí están hasta que se cuenta con la información sísmica y el procesado de la misma. Sin embargo, para Duunu sí parte de la información que se tenía históricamente para el desarrollo de la cuenca de Veracruz que fue en el Terciario, además de que hay justamente un campo que se denomina Espejo, que es justamente el que da algo de información en el Terciario para correlacionar con este prospecto. Pero es por eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Entonces bueno, eso es lo que hacen ustedes, revisar que todas las actividades vayan dentro del proceso para reducir en lo más posible el riesgo que tiene la perforación de pozos exploratorios. Y yo nada más termino diciendo sí hay una



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

probabilidad de que algunos de ellos no salgan productivos, como los que presentaron en algunas láminas que Petróleos Mexicanos perforó en la Asignación anterior. Pero con que salga alguno bueno, paga muchos de los que no tuvieron una rentabilidad económica. Ese es el negocio de la exploración, así es. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario Comisionados? Bueno, si no hay más comentarios, pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.001/19**

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-0157-Chalabil.

#### **ACUERDO CNH.E.74.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f). del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0157-Chalabil.

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la aprobación del



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y  
Producción para la Asignación AE-0159-Chalabil.

#### **ACUERDO CNH.E.74.002/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f). del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0159-Chalabil.

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.003/19**

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-0121-Tampico Misantla.

#### **ACUERDO CNH.E.74.003/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f). del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0121-Tampico Misantla.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.004/19**

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-0123-Tampico Misantla.

### **ACUERDO CNH.E.74.004/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f). del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0123-Tampico Misantla.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.005/19**

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-0125-Llave.

### **ACUERDO CNH.E.74.005/19**

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

emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0125-Llave.

**II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra a la ingeniera Jennifer Elliott Cruz de la Dirección General de Dictámenes de Exploración.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Con su permiso. Nada más para precisar, hay un cambio en el nombre. Yo voy a presentar. Buenos días, tardes ya. Les voy a presentar lo relativo al Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Exploración de Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017. La siguiente por favor. La siguiente por favor.

El fundamento legal para el proceso de evaluación del Programa de Trabajo y Presupuesto es el que está descrito en la Ley de Hidrocarburos en el artículo 31, fracción X, así como las bases que considera la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en el artículo 39. El Reglamento Interno de la Comisión, que en el artículo 33 nos faculta para llevar a cabo la evaluación de los Planes de Exploración y los programas asociados, así como los lineamientos para la evaluación de planes, que en sus artículos 27, 28, 29, 30, 31 y 32, así como el anexo 1 describen el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

procedimiento para la aprobación de Programas de Trabajo y Presupuesto. Asimismo, los Programas de Trabajo y Presupuesto pues deben de corresponder con lo establecido en sus cláusulas.

Bueno, tenemos que estamos hablando del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, cuyo contratista es el consorcio formado por Lukoil Upstream México y Eni México. El primero de ellos es el operador del Contrato. El área contractual se ubica en las Cuencas del Sureste al norte de litoral de Tabasco a 60 km de Paraíso. Ocupa una superficie de poco más de 521 km<sup>2</sup> con un tirante de agua de entre 100 y 540 metros. Llama la atención que estemos en este momento presentándoles el Programa de Trabajo y Presupuesto de este Contrato. Esto se debe a que el pasado 26 de noviembre este Órgano de Gobierno aprobó la modificación al Plan de Exploración y, por lo tanto, aunque el operador presentó el Programa de Trabajo en la fecha indicada en el Contrato, pues tuvo que ser suspendido en tanto se resolvía sobre la modificación del Plan de Exploración porque estos deben de guardar correspondencia. Las principales actividades del Programa de Trabajo consisten en llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio, así como estudios posperforación. La siguiente por favor.

En el cronograma de actividades tenemos las subactividades petroleras general, geofísica geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, seguridad, salud y medio ambiente. En el rubro de general tenemos considerado un estudio de evaluación técnica-económica hacia el final del periodo. Esto es posterior a la perforación de pozos. Tenemos la administración y gestión de actividades y gastos del proyecto durante todo el ejercicio.

En el rubro de geofísica, el operador considera llevar a cabo en tanto a procesado de datos sísmicos la inversión, acondicionamiento e interpretación de datos sísmicos 3D también posterior a la perforación de pozo. Durante todo el ejercicio, pues considera los servicios asociados a su equipo de ingenieros geofísicos. Recordemos que el Plan de Exploración de este Contrato tenía dos escenarios, uno base y un incremental. Estos escenarios se ven muy bien reflejados en este Programa de Trabajo. Como tenemos aquí, en el rubro de geofísica está considerando un levantamiento electromagnético, también posterior a la perforación del pozo que forma parte del escenario incremental.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En el rubro de geología tenemos los estudios geológicos de detalle y estudios petrofísicos. En eso también son estudios posperforación de pozos que consisten en el análisis de física de rocas, modelado sísmico y modelado estático, así como análisis petrofísicos. Y al igual que en la subactividad anterior, pues considera también los servicios de su equipo de geólogos a lo largo de todo el ejercicio.

Para la perforación de pozos, incluye la actividad de servicios de soporte que consiste en la instalación de una base costera, así como algunas gestiones administrativas en relación a seguros del pozo, que se estarán llevando a partir del primer trimestre. Considera también los servicios internos de su equipo de ingenieros de perforación. Y en cuanto ya a los servicios de perforación de pozos, en el escenario base tenemos la perforación del pozo Otomí Oeste-1EXP, que en caso de éxito en su primer objetivo se perforaría un *sidetrack* que forma parte del escenario incremental hacia un objetivo más profundo.

Considera en el rubro de realización de pruebas de formación la adquisición de registros geofísicos, donde también tiene contemplado utilizar probadores de formación para medición de puntos de presión y toma de muestras de fluidos, así como suministros y materiales que consisten en las previsiones para obtener materiales como cabezales o tuberías.

Para el rubro de ingeniería de yacimientos, presenta en sí la estimación de recursos prospectivos y estimaciones de producción posteriores a la perforación de pozos y para caracterización de yacimientos plantea desarrollar un modelo dinámico con los resultados que se obtengan. En cuanto a seguridad, salud y medio ambiente, considera una serie de actividades en relación al Sistema de Administración de Riesgos, así como los estudios de impacto ambiental, impacto social y los planes para manejo de residuos y contingencias que pudieran ocurrir. Todo esto previo a la perforación del pozo. Siguiendo por favor.

En cuanto al Presupuesto, tenemos que en el escenario base es de poco más de 70 millones de dólares, mientras que en el escenario incremental es de alrededor de 80.5 millones de dólares. Llama la atención que la actividad que por su naturaleza obviamente representa la mayor inversión es la perforación de pozos. Es de un poco más del 85% en ambos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

escenarios. Tenemos que el monto asociado para la perforación de pozos en ambos escenarios se reduce alrededor de un millón de dólares conforme a lo que aprobamos recientemente. También llama la atención que respecto a los escenarios explícitamente está diferenciado en el escenario incremental el levantamiento electromagnético que está considerado en la subactividad de geofísica y la perforación de un *sidetrack* y la adquisición de información relativa a este *sidetrack* en perforación de pozos. En cuanto a los Presupuestos aprobados anteriormente y el Programa de Inversiones, dado que la aprobación se llevó recientemente, pues presentan las mismas cifras que son de 25.7 millones de dólares para 2018 y 2019. En la siguiente por favor.

En cuanto a las conclusiones del Presupuesto, tenemos que el Presupuesto es consistente con el Programa de Trabajo y el Plan de Exploración. Es razonable porque los costos que presenta permiten llevar a cabo las actividades descritas en el Programa de Trabajo. Es consistente con los requisitos del Contrato en cuanto a su presentación y se enmarca en las mejores prácticas de la industria ya que los costos asociados se encuentran dentro del marco construido con la mejor información disponible. La siguiente por favor. En cuanto al Programa de Trabajo en conjunto con el Presupuesto, pues estos siguen siendo congruentes conforme al Plan de Exploración aprobado. Sus actividades contribuyen con el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y su incremento, así como los objetivos del Plan de Exploración y los alcances definidos en este. El Presupuesto es congruente con el Plan de Exploración, como ya lo mencionamos en la lámina anterior, y es razonable porque permite llevar a cabo las actividades y es consistente con los términos del Contrato. Las actividades a desarrollar en el Programa de Trabajo se alinean con las mejores prácticas en el contexto internacional. Y como también ya lo vimos, los montos establecidos para dichas actividades son adecuados conforme a las referencias que utilizamos en esta Comisión.

Por lo anteriormente expuesto, el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 referente al Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017 se advierte técnicamente adecuado toda vez que cumple con las cláusulas 10.1, 10.2, 10.4, 12.1, 12.2, 12.5, 12.6 y 15.2 del Contrato, así como lo establecido en los lineamientos. Por los que se somete a consideración del Órgano de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto para el año 2020.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniera Elliott. Comisionados, ¿algún comentario? Sí, doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Muchas gracias. Es la lámina 4. Bueno, ahí están todas las actividades que se plantean y me parece que tenemos que trabajar un poco más en cuando hagamos las presentaciones acá con el Órgano de Gobierno porque se generan muchas dudas. Miren, por ejemplo, donde dice caracterización de yacimientos, que es la parte de abajo, donde dice ingeniería de yacimientos, caracterización de yacimientos, está el desarrollo del modelo dinámico y dice que lo van a terminar en dos meses. Pues eso no puede ser así. Posiblemente la redacción es la que hay que cambiar, hay que ponerle inicio del modelado dinámico. Pero por otro lado, miren, acá arriba dice que van a adquirir e interpretación de datos electromagnéticos y lo van a hacer en noviembre-diciembre, pero antes van a perforar un pozo. Seguramente pues esto es otra área diferente a donde está el pozo. Pero cuando uno ve el diagrama de Gantt pues dice, "por qué van a hacer la adquisición e interpretación de datos electromagnéticos si ya perforaron un pozo". Seguramente porque son áreas diferentes.

Y luego miren, por ejemplo, aquí dice la parte de la sísmica. Dice inversión, acondicionamiento e interpretación de datos sísmicos 3D y después acá abajo habla modelo sísmico, modelado sísmico en la parte de geología. Entonces no sé. Yo creo que todas las actividades están bien, yo no tengo ningún problema, yo estoy a favor. Nada más yo creo que podríamos trabajar un poquito en a lo mejor poner algunos detalles. Adquisición e interpretación de datos electromagnéticos en el área no sé qué tanto. ¿No? Para que no se note como que no hay congruencia de que no estamos llevando el proceso, que era mi comentario que hice hace rato. Toda la exploración requiere un proceso y primero hay que hacer el A y después el B y hasta el final el C, que es la perforación de pozos. Pero tal y como está planteado como que se supondría que se saltaron, pero no es cierto. No están saltando nada. Nomás es una cuestión ahí de planteamiento.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y lo que yo sí tengo es una pregunta con la lámina siguiente, con la lámina 5. ¿Cuánto se gastaron en 2019? Es la que sigue, la lámina 5 por favor. Porque antes tenían, bueno, estamos planteando que en 2019 gastaron 17,708 millones de dólares. ¿No?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- 17.7 millones de dólares.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 17.7. Ah, es un error. Sí es cierto, son miles. ¿Cuánto se gastó? Porque todavía no lo tenemos o ya lo tenemos. Este es un problema que siempre hemos manifestado.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, Comisionado. Como comentaba la ingeniera Elliott, la modificación la aprobamos apenas el 26 de noviembre. Ahí fue donde se aprobó por el Órgano de Gobierno este monto que estaba propuesto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, pero fue en la modificación del Plan de Exploración.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Que fue la modificación del plan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero yo me estoy refiriendo a cuánto erogaron en el 2019.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Lo que tenemos nosotros como registro es lo que vemos en la gráfica. El Presupuesto de 2018 y 2019 la suma de esto daría 25.7 millones de dólares. Solamente ha registrado el operador 0.3 millones de dólares dentro del sistema del Fondo Mexicano del Petróleo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Qué está pasando? ¿No están registrados todos o no están invirtiendo lo que se debe de invertir?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Justo. La metodología de carga



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de facturas al sistema le permite todavía cargar todo lo del 2019 hasta mediados del 2020. Eso no implica que no haya realizado ya actividades. Es solamente, esto es solamente un tema de la carga de las facturas al sistema, que es la mejor información disponible que tenemos por el momento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, pues yo nada más quería enfatizar en esto de que estamos aprobando un Presupuesto 2020 y no sabemos cómo estamos para atrás, porque el operador tiene el derecho de hacerlo en un tiempo más largo que el año que está terminando.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,  
MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias. Gracias Comisionado Presidente.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, a mí me gustaría también aclarar un poquito en cuanto a las actividades. O sea, normalmente las actividades de geofísica y de geología desde luego que se hacen antes, pero también se hacen después de la perforación de los pozos para calibrar los modelos que se tienen con los resultados de los pozos. Entonces, y sobre todo la parte electromagnética que se ve la parte de los fluidos, normalmente una vez que se tienen los resultados se hace una calibración con esa adquisición definitivamente sea si se tuvo éxito para hacer una caracterización ya del yacimiento que se encontró o para ver otras áreas prospectivas. Entonces digamos es antes y posperforación este tipo de actividades de sísmica, electromagnético, geología, entonces se van haciendo cada vez con más detalle. ¿No? Simplemente para aclarar.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Claro. Muy bien. Si no hay algún otro comentario Comisionados, pido al Secretario Ejecutivo que dé lectura a la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.006/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

### **ACUERDO CNH.E.74.006/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 respecto del Plan de Exploración, presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.007/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017.

### **ACUERDO CNH.E.74.007/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V. correspondiente al citado contrato.

**II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-M4-Ébano/2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia del Comisionado Presidente dio la palabra a la ingeniera María Laura Elidia Ruíz López 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:

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA MARÍA LAURA ELIDIA RUÍZ LÓPEZ.- Buenos días Comisionada, Comisionados y compañeros presentes. En esta ocasión traemos a su consideración el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, presentado por el operador DS Servicios Petroleros.

El fundamento legal es el mismo mencionado por mi compañera en el tema anterior, por lo que pasamos a la siguiente. El contratista es el consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y D&S Petroleum, S.A. de C.V. El área contractual Ébano se ubica al noreste de México en la provincia petrolera Tampico Misantla entre los estados Tamaulipas, Veracruz y San Luis Potosí. Abarca una superficie de poco más de 1,500 km<sup>2</sup> y la elevación del terreno varía entre los 12 y 50 metros. Al Norte colinda con la Asignación Altamira y al Oriente con la Asignación Pánuco. Ambas son Asignaciones de Exploración. Al occidente y al sur del área no existe colindancia con algunas otras áreas. El Plan de Exploración de este Contrato fue aprobado por este Órgano de Gobierno el día 23 del presente año, 23 de octubre del presente año, con la resolución CNH.E.64.005/19. Las principales actividades consideradas en el Programa de Trabajo se refieren a geofísica, geología y la perforación de un pozo.

Bueno, este es el cronograma de todas las actividades contempladas en el programa. Las tareas están categorizadas en las subactividades de general, geofísica, geología, perforación de pozos, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías y seguridad, salud y medio ambiente. Aquí lo que se destaca es que las actividades de adquisición sísmica y diseño del pozo, que se encuentra dentro de servicios de soporte, originalmente estaban planteadas a realizarse en el 2019. Sin embargo, el operador menciona que, debido a la fecha de aprobación del plan y al tiempo estimado para llevar a cabo la gestión de permisos para iniciar la adquisición sísmica, se realizó una recalendarización, programándose el inicio de esas actividades para febrero del 2020. Los demás estudios y la perforación como tal del pozo se quedan originalmente en la misma fecha aprobada en el Plan de Exploración y Primer Programa de Trabajo.

En esta lámina vemos una comparación entre el Programa de Inversiones aprobado en el Plan de Exploración y el Presupuesto 2020 puesto a su consideración. Vemos que hay una diferencia entre el total para el año 2020, puesto que de 7.4 millones pasa a 9.1 y esto se debe justo al cambio en las actividades que mencioné hace un rato. La actividad de adquisición sísmica 3D que está dentro de la subactividad de geofísica pasa para 2020, por lo tanto, su Presupuesto se suma para 2020. El mismo caso es en la perforación de pozos con el diseño del prospecto, que también pasa para 2020. Por lo tanto, todo suma. Asimismo, el operador menciona que en el 2019 solo planea ejercer 81,000 dólares de lo contemplado en el programa y esto correspondería aproximadamente a un 37.5% en la subactividad



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

general de lo contemplado para el 2019 y un 67% en la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente. Pues eso sería todo.

Y como conclusión tenemos que el Programa de Trabajo y el Presupuesto es congruente con el Plan de Exploración toda vez que las actividades contribuyen con el cumplimiento del programa mínimo de trabajo, así como el objetivo y el alcance definidos en el plan. A su vez, estas se encuentran alineadas con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional. Y con respecto al Presupuesto, se determina también congruente de acuerdo con lo propuesto en el plan, así como los montos adecuados en los términos de referencias utilizados en esta Comisión y consistente también con los requisitos contenidos en el Contrato.

Por lo tanto, nuestra opinión técnica es que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 referente al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018 se advierte técnicamente adecuado toda vez que cumple con las cláusulas 10.1, 10.4, 12.1, 12.2, 12.6 y 15.2 del Contrato, así como con lo establecido en los lineamientos. Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de esta Comisión el Programa de Trabajo y Presupuesto para el año 2020.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Otra vez con la lámina esta del cronograma de actividades, es la lámina 4. En esa lámina 4 me voy a referir a lo que dice perforación de pozos y el segundo rubro dice transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos. Obvio sé que es una tarea genérica que estamos copiando de lo que nos obligan que tenemos que hacer. Pero genera como que ruido el tener ese tipo de tareas y además por un mes. Eso va a ser en septiembre porque eso es una localización en tierra. Pero más abajo dice suministro de materiales. El suministro de materiales también es en septiembre. Entonces supongamos que le hubiéramos puesto, le quitamos transporte marítimo, le quitamos aéreo de personal, nada más le ponemos transporte de materiales y equipos, podría darse. Pero no se ve que se va a perforar nada hasta el próximo año, entonces qué están transportando y cómo es que empiezan a transportar si apenas están suministrando los materiales.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Yo creo que es otra vez una cuestión como de redacción, porque seguramente todo tiene una, ustedes lo revisaron. Debe tener una explicación, a lo mejor ahorita la pueden dar, pero como que aquí deberíamos por la gente que nos está viendo de tratar de hacerlo lo más explícito posible para no generar algún problema de que alguien diga, "oye, esos señores ni revisan, porque dicen transporte marítimo y está en tierra". Lo estoy diciendo para que todos se den cuenta que sí sabemos. ¿No? Y se está haciendo en la forma adecuada. A lo mejor si pueden hacer un comentario nada más finalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Yo quiero hacer un comentario general y dejarlo como una propuesta. Evidentemente, como bien decía doctor, tenemos la obligación de presentarlo de esta forma porque así es como se estructura el Presupuesto. Pero podríamos a lo mejor generar un segundo cronograma en donde nosotros ya conceptualicemos de mejor forma las actividades que se están desarrollando para decir, bueno, así es como está planteado el Presupuesto y así es como se le va a dar seguimiento, pero las actividades en lo general serán de esta forma. Y a lo mejor y para claridad de las personas que nos ven o a lo mejor sí podría ser. Y no sé Laura si tienes alguna respuesta de lo que dice el doctor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA MARÍA LAURA ELIDIA RUÍZ LÓPEZ.- Bueno, en la perforación se plantea para realizarse en septiembre, por lo tanto todas las actividades relacionadas a la perforación que es pues los suministros y los servicios de perforación y todo eso, todo entra en el mismo mes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Donde dice servicios de perforación de pozos, ¿ahí va a haber varios pozos o cómo es?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA MARÍA LAURA ELIDIA RUÍZ LÓPEZ.- No, es solamente un prospecto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un prospecto. Bueno, generalmente siempre ponemos el nombre del prospecto, a lo mejor eso nos faltó ahí.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA MARÍA LAURA ELIDIA RUÍZ LÓPEZ.- Ah, OK. Bueno, el prospecto es el Tavin-1.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Porque yo dije pues no tienen nada para perforar.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERA MARÍA LAURA ELIDIA RUÍZ LÓPEZ.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues está bien, pero terminan de perforar en septiembre y en ese mismo septiembre están suministrando materiales y también están transportando. Entonces como que el diagrama debería de tener como antecedente eso antes de empezar a perforar. Digo, es una cuestión nada más de cómo se presenta.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si no me equivocó, es una migración con socio. Esta área y estaba siendo desarrollada por Pemex con anterioridad a este Plan de Exploración. Mi pregunta es ¿qué se había logrado en el periodo anterior? porque aquí cuando lee uno esto da la impresión que están comenzando, están comenzando por adquisición sísmica, estudios, etc., etc. Pero, ¿qué pasó antes en esta área?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Que bueno la pregunta, creo que es muy relevante, sobre todo para traer a cuenta los antecedentes y lo que ha pasado. Recordar que esta área de Ébano nació como un Contrato justamente de los famosos CIEPs anteriores y se dio la oportunidad de migrarlo y quien era el contratista ahora es el socio y de hecho ahora es el operador. Entonces aquellas actividades estaban más enfocadas al desarrollo del Campo Ébano y aquí lo que estamos viendo son las actividades enfocadas a la exploración. Por eso parece que sí están empezando porque en realidad sí están reexplorando o empezando con la exploración en una zona que típicamente había sido de desarrollo nada más. Entonces por eso sí parece que van empezando porque en realidad sí están explorando zonas que pues no se habían explorado simplemente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nomás perdóneme, quiere decir que ya hay un pozo en producción ahí. Hay muchos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hay muchísimos, cientos de pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El yacimiento y la explotación empezaron en 1903.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, es que otra vez. La idea era tenían un Contrato para manejar un pozo en producción y ahorita están moviéndose a un área y ahora es un Contrato de Exploración.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En realidad solo para clarificar, el CIEP también daba oportunidades para explorar. Sin embargo, estaban enfocados más en la parte de producción, pero había oportunidad de explorar, eh. No significa que no tenían, si había.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, ya está claro, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. De no haber más comentarios, pido al Secretario dé 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.74.008/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020, presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-M4-Ébano/2018.

### **ACUERDO CNH.E.74.008/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores

Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 15.2 del Contrato CNH-M4-Ébano/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 respecto del Plan de Exploración, presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

Durante la votación del segundo Acuerdo, el Comisionado Néstor Martínez Romero, hizo los comentarios que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, ¿ya no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ya se fueron. Es que iba a preguntar cómo vamos con los Programas de Trabajo de 2020. ¿Serían estos los dos últimos o todavía nos faltan algunos? Pero bueno.

SECRETARIO EJECUTIVO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Tomamos nota Comisionado y por eso se traería un reporte sobre eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, porque cuando se explicó el primer caso se dijo que estaba presentándose en esta fecha porque hubo un cambio en el Plan de Exploración, pero ya deberíamos de tener todo listo para que los operadores puedan empezar a ejercer a partir desde el primer día de enero.

SECRETARIO EJECUTIVO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- De acuerdo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso era la pregunta.

SECRETARIO EJECUTIVO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Tomamos nota y hacemos el informe. Se los hacemos llegar a ustedes.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno continuó con la adopción de los acuerdos y, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.009/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, presentados por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración del contrato CNH-M4-Ébano/2018.

### **ACUERDO CNH.E.74.009/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 12.1 y 15.2 del Contrato CNH-M4-Ébano/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, relativo al Plan de Exploración presentado por DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., correspondiente al citado contrato.

### **II.8 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al ingeniero Alan Isaak Barkley Velásquez de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Muchas gracias, gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. En la exposición del tema, por favor pasamos a la relación cronológica. La solicitud de modificación del contratista se recibió el 21 de octubre. Prevenimos hacia información faltante y aclaraciones el 4 de noviembre. El contratista atendió el 19 de noviembre. Hubo un alcance el 2 de diciembre y el 17 se presenta en el Órgano de Gobierno.

Bien, las características generales del Contrato. Es un Contrato de asociación con Pemex. El operador petrolero es Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. La operadora es Petrolera Cárdenas Mora 50% y PEP 50% son los socios del Contrato. Una superficie contractual de 168 km<sup>2</sup>. La fecha efectiva de firma del Contrato fue el 6 de marzo de 2018 y tiene una vigencia de 25 años a partir de la fecha efectiva, es decir, 2043. Es un tipo de Contrato de Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia. Y bueno, las formaciones geológicas para extracción es en Cárdenas tiene JSK, Cretácico Inferior y Plioceno Superior de la formación Filisola, así como en Mora tiene JSK y Cretácico Inferior y colinda con los campos, Asignaciones de Pemex Chipilín y Edén-Jolote al Este. Por favor.

Las generalidades del área contractual. Se tienen dos campos: Cárdenas y Mora. El área de Cárdenas es 67 km<sup>2</sup>, Mora 25 km<sup>2</sup>. Es un poquito más del doble de Cárdenas. Tiene 112 pozos perforados, 89 para Cárdenas, 23 para Mora. Pozos productores tiene 14 pozos productores al día de noviembre de 2019 y han incorporado tres a la luz de este Plan de Desarrollo, tres pozos que se encontraban cerrados. Porosidad tiene 3% Cárdenas, 4.7% para Mora, un API de 39 que es un aceite volátil. Una temperatura de 159°C para Cárdenas, 139°C para Mora. Presión inicial 650 para Cárdenas y 600 aproximadamente para Mora. Esto indica que es más profundo Cárdenas. Presión de saturación 307 kg/cm<sup>2</sup> para Cárdenas, 259 para Mora. Presión actual 245 y 80 para Mora. Bueno, una RGA de 445 para Cárdenas. Entonces en esta imagen también podemos destacar el relieve estructural, la configuración estructural de ambos campos y bueno, también la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

densidad de pozos que se tiene dada la explotación por 37 años de este campo. Siguiendo por favor.

Bien, un poco de historia del área contractual. Es un campo con 37 años, como lo he comentado y bueno, básicamente se puede agrupar por décadas. La etapa 1 es la primera década, un desarrollo inicial del campo. 88 pozos se perforaron y bueno, llegó al punto máximo de producción de 140,000 barriles por día anualizado. En la etapa 2 tuvo una declinación de la presión como todo yacimiento fracturado se tiene, pero bueno, simplemente la red de bombeo neumático para contrarrestar esta declinación en el Campo Cárdenas. De ahí en la etapa 3 se tiene un desarrollo adicional de nueve pozos en el área contractual y bueno, también se instaura la red de BN en el Campo Mora. Y la optimización en la etapa 4 de la producción a través de reparaciones menores y bueno, continuidad operativa. Siguiendo por favor.

Bien, el alcance de la modificación al Plan de Desarrollo. Se tiene por alcance extraer las reservas que son 34 millones de barriles de aceite y 78 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esto es hacia el límite contractual 2043. Y bueno, la propuesta de modificación considera, primero, mantenimiento de la producción actual. Eso es a través de limpiezas y reparaciones menores. Se tiene el incremento de la producción a través de la perforación de tres localizaciones marcadas en rojo y bueno, reparaciones mayores también en Campos Cárdenas y Mora. Optimización de recursos, esto es para eficientar el costo por barril, sobre todo para el manejo de gas de BN. Y bueno, la toma de información que es presión y temperatura y toma de información especial que planea al contratista con un costo total de 1,029.82 millones de dólares. Una inversión de 127 millones, que esto es 60% mayor inversión a lo aprobado vigente y se tiene un 22% de incremento en el costo total dado que el plan era 807 millones de dólares el plan vigente. Pasamos por favor.

Bien, el cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos: la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Bien, tenemos para el Campo Cárdenas. Este constituye aproximadamente el 60-70% de la vida productiva del área contractual. Tiene un volumen original de 1,300 millones de aceite, un volumen bastante considerable, y unas reservas de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

24.5 millones de barriles de aceite. Para gas se tiene un volumen original de 2,466 millones de pies cúbicos de gas, 52.5 miles de millones de pies cúbicos. Y bueno, el factor de recuperación de aceite proyectado solo como referencia promedio de la formación sería de 45% para el fin del término contractual. Y para el Campo Mora se tiene un volumen original de casi 400 millones con unas reservas de 10 millones de barriles de aceite, perdón, un volumen original de gas de 600 miles de millones de pies cúbicos de gas y unas reservas de 25.8 miles de millones con un factor de recuperación proyectado de 34.6%. Por favor.

Bien, pasamos a las alternativas de desarrollo que plantea el contratista. La primera alternativa, que es la seleccionada, es la instauración del BNA, bombeo neumático autoabastecido. Implica, bueno, la compresión de gas amargo. Eso, bueno, tiene el reto de la integridad de las tuberías dado el manejo del H<sub>2</sub>S, es 1.5%, no es muy considerable, sin embargo, es importante. Planean inyectar inhibidores para la continuidad operativa. Entonces para esta alternativa se tiene la perforación de 3 pozos, 6 ductos, 5 reparaciones mayores y 22 menores. Las tres alternativas son técnicamente similares, simplemente y sencillamente cambian el manejo y optimización de costos operativos con respecto al bombeo neumático dado que, bueno, la alternativa 2 significaría el endulzamiento de gas amargo y bueno, eso genera residuos. Entonces ellos no eligen esa alternativa por esa cuestión.

Y bueno, la compra de gas como alternativa 3. Esta compra de gas está sujeto a altibajos de la presión de la red de bombeo neumático nacional de Pemex. Entonces bueno, ellos también visualizan un OPEX muy alto para esa alternativa dado que la compra de gas pues evidentemente genera muchos costos operativos. Y bueno, entonces técnicamente las tres alternativas son comparables, muy similares. Sin embargo, bueno, las eficiencias de rentabilidad del proyecto para la alternativa 1 son menores, son mejores, perdón. Y bueno, genera un VPN/VPI después de impuestos de 2.61. Entonces, bien, pasamos por favor.

Las actividades a realizar como parte de esta alternativa serían la perforación de pozos, empezando en 2020, es decir, en tres meses prácticamente. Es un pozo por año para perforar. Ductos, seis ductos, cuatro para líneas de descarga y para bombeo neumático también.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Reparaciones mayores, 11 reparaciones mayores. Menores 22, son mantenimiento de tuberías colgadas, tuberías flexibles colgadas. Toma de información es presión y temperatura. El contratista también plantea toma de información especial, que es PLT, el registro de molinete. Y bueno, también plantea registro de saturación a través de revestidor. Caracterización de fluidos, 202 mientras de fluidos en el término contractual. Inyección de químicos, siete inyecciones de químicos para reducción de parafinas y asfaltenos. Limpiezas para continuidad operativa a través de fluidos espumados, 755 limpiezas dado el éxito que han tenido en producción. Y bueno, estimulaciones también, estimulaciones ácidas se planean 12 estimulaciones ácidas. Certificación de reservas con una frecuencia anual y estudios de EOR que tienen por objeto evaluar las alternativas que podría tener el potencial de recuperación secundaria o mejorada. Bien, siguiente por favor.

Bien, la perforación. Perdón, la comparación de planes vigentes y modificados. No se tenía visualizado en el plan vigente ninguna perforación. Ahora tienen visualizado perforar tres pozos. Terminaciones igualmente asociadas a esos tres pozos. Reparaciones mayores han hecho dos en 2019 y bueno, estas han generado un éxito para la restitución de producción. Y bueno, reparaciones menores han realizado ocho reparaciones menores en 2019. Ductos no tienen planteados ductos, van a hacer seis ductos. Y bueno, como término de producción sería un incremento en 5% en producción acumulada de este término de la modificación y aproximadamente un 10% de incremento del delta Gp que tendrían en el Plan de Desarrollo modificado. Asimismo, para CAPEX y OPEX tendrían un incremento de 60% de CAPEX dada la inversión en nuevas localizaciones y reparaciones mayores y un 20% en OPEX. Por favor la siguiente.

Bien, en cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, tenemos el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, el cual solamente para ejemplificar, pero transfiere la totalidad del gas producido en el área contractual. Tiene el 100% de aprovechamiento de gas y bueno, durante toda la historia, durante todo el pronóstico de producción.

Bien, ahora pasamos, en cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, a los mecanismos de medición de la producción de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hidrocarburos. Bien, aquí tengo que decir que la filosofía de operación continúa conforme a lo aprobado. Se aprobó el 5 de marzo de 2019. Entonces se aprobaron dos etapas. La primera etapa es la que se está presentando que tiene la medición en cabezales para el Campo Cárdenas y para el Campo Mora pasa a la Batería de Separación Mora, la cual pertenece, bueno, más bien está dentro del Contrato como un activo la Batería de Separación Mora, no así la Batería de Separación Cárdenas, ya que es operada por Pemex. Entonces bueno, en la Batería de Separación Cárdenas Norte confluyen los pozos de Cárdenas y Mora. En Cárdenas Norte se separa la corriente, bueno, de agua, va hacia un pozo inyector. Es pozo letrina, perdón. Se separa el gas y va hacia Paredón a una segunda etapa de compresión para terminar en Centro Procesador de Gas Cactus como punto de venta. Y bueno, para el aceite va a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus. Y bueno, al Centro Comercializador de Crudo Palomas y se tienen los puntos de venta de Pajaritos, Salina Cruz y Nuevo Teapa.

Bien. Y bueno, para la segunda fase, la fase de 2023 a 2042, se tiene el acondicionamiento de la filosofía de operación. Ahora que van a fluir los pozos de Cárdenas hacia la Batería de Separación Mora, esto implicaría el acondicionamiento de todos los pozos y el acondicionamiento de la Batería Mora. Se planea instaurar una placa de orificio a la salida de la estación de compresión Mora y un medidor ultrasónico a la salida de la Batería de Separación Cárdenas Norte. Y bueno, terminaría en los mismos puntos, en Centro Comercializador de Crudo Palomas y en Centro Procesador de Gas Cactus.

Bien, como parte del Programa de Inversiones, tenemos el rubro, actividad petrolera del desarrollo es la que más se lleva el monto. Perdón, de producción es la que más se lleva el monto, 82%, y el rubro de desarrollo se lleva 73 millones en la perforación de pozos. La operación de la producción, de las instalaciones de producción, se lleva 510 millones y bueno, representa la actividad petrolera 82% el rubro de producción con un costo total de 1,029.82 millones.

Bien, evaluación económica al interior de CNH. Se realizó y bueno, se tomaron como premisas la alternativa seleccionada, los acumulados que genera tanto como para aceite y como gas. Y bueno, también se tiene un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

poquito más de transferencia de gas debido a la compra de gas para arranque de los sistemas en el término contractual. Y bueno, se tienen los precios del aceite y gas dados por el contratista, así como una tasa de descuento de 10% y un tipo de cambio de 20 dólares. Entonces tenemos indicadores de rentabilidad de VPN después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado de 241.98 millones de dólares y una TIR de 231.

Bien, como parte de las recomendaciones para el contratista. Se tiene primeramente importancia recomendar dado el corte de agua del Campo Cárdenas, en específico para los pozos de este mismo campo. Se recomienda evaluar el potencial de tecnologías como cementos micro finos, entre otras tecnologías que se usan cotidianamente para la reducción del corte de agua y para incrementar la vida productiva de los pozos. Asimismo, la evaluación del potencial del Jurásico Superior Kimmeridgiano en Mora dado que en el Campo Mora el JSK tiene un 21% de factor de recuperación al final del Contrato. Entonces tiene un área de oportunidad probablemente para nuevos desarrollos. Asimismo, y por último se tiene la recomendación de toma de tapones de núcleo. Es decir, a través de herramientas de cable cuando estén perforando los nuevos pozos, las localizaciones que tienen planeadas, se recomienda que tomen tapones para calibrar las propiedades petrofísicas actuales. Y bueno, saturaciones también actuales para que calibren todo su estudio a la fecha de hoy. Ha tenido complejidad esto debido a la baja presión de la formación, entonces es por ello que, bueno, se recomienda a través de cable.

Bien, en cumplimiento de la normatividad aplicable. Se tiene el cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, cumplimiento de la LORCME, cumplimiento de los Lineamientos de Planes, cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, los cuales los mecanismos fueron aprobados, cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, así como cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo del Contrato que son 7,844 unidades de trabajo. Bueno, el contratista planea 21,000 unidades aproximadamente, acreditación en los dos primeros años del Contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Bien. Y bueno, derivado del análisis presentado, se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018, presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V., mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato o se apruebe una modificación. Bien, es todo por mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero. Comisionados, ¿comentarios? Comisionado Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Yo quisiera preguntarles si en términos generales la modificación es a la alza en actividad e inversión, es a la baja, obedece a un cambio en la operación de estos campos. Porque, digo, la verdad no me quedó muy claro. O sea, hay algunas láminas. La 6 por ejemplo habla de los alcances a la modificación, la 9 presenta tres alternativas, la 13 hay algunas actividades a realizar, pero no me quedó claro cuál sería el cambio. Si tuviéramos que sintetizar, ¿diríamos que va a la alza, a la baja o que obedece a un cambio en la operación de los campos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, precisamente Comisionado obedece a dos términos. Uno es cambio en la actividad. Antes tenía reparaciones, ahorita tiene la perforación de pozos y viene al incremento de lo que tiene en la actividad física asociado con su producción. Básicamente es a lo que obedece. Si vemos, con las puras reparaciones previas que tenía, estuvieron manteniendo. De hecho, ahí tenemos una lámina.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, sí, sí. Creo que es la 17, creo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, tenemos una de apoyo, la 29. Ahí podemos en términos de cómo se ha hecho la actividad física. Podemos tener una comparativa en cuestión del comportamiento previo que se tenía al comportamiento actual que se tiene y ahí obedece un poquito a lo que mantiene. La producción empezó a incrementarla por



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

actividades de reparación. ¿Qué hizo eso? Se tuvieron eficiencias operativas en cuestión de los pozos y se puede ver aquí que en algún momento empezó a repuntar la producción. Después de esto del conocimiento de los campos, lo que se van a tener es ya no las reparaciones mayores, sino la perforación de pozos. Esta perforación de pozos obviamente va a coadyuvar al incremento de la producción, que es el cambio sustancial que se tiene en el plan.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Correcto, correcto. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Pues qué bueno que nos traen Planes de Desarrollo que vengan a la alza. ¿No? Que traigan pozos por perforar. Yo creo que lo que hay que también tomar mucho en consideración es la posibilidad de incrementar el factor de recuperación a través de métodos de recuperación secundaria y mejorada. En Cárdenas, Pemex inyectó aire hace algún tiempo. Entonces aquí en la lámina 13 están las actividades a realizar y allá abajo dice estudios EOR. Entonces en 2019 se supone que lo están haciendo. Habrá que ver cómo modifica esto, ojalá lo modifique para seguir haciendo más actividades, el plan que hoy estamos aprobando.

Pero ya que está esta lámina aquí, tengo algunas dudas. Por ejemplo, las reparaciones menores están allá arriba en el cuarto renglón, pero abajo dice estimulación. ¿Por qué ponen estimulación y reparaciones menores diferentes? Si al final una estimulación pues es una reparación menor. ¿Por qué no están limpiezas o por qué tanta disgregación? ¿Cuál es la diferencia entre las de arriba y las de abajo? Por ejemplo, en 2019 reparaciones menores son tres, pero va a haber cinco estimulaciones. ¿A qué está refiriéndose cada una de esas cosas? Digo, pues por clasificación yo las pondría arriba, pero qué significa. ¿Por qué las ponen abajo? Yo creo que es algo que es importante comentar.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Seguro. Las 22 reparaciones menores que se tienen arriba tienen por objeto mantenimiento y sustitución de tubería



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

flexible colgada dado que está en el estado mecánico de los pozos actualmente. Y bueno, las estimulaciones que se tienen 12 al final.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero entonces las limpiezas qué son?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Las limpiezas son fluidos espumados con solventes. Entonces simple y sencillamente eso es lo que le ha dado éxito volumétrico a la producción del campo, la continua limpieza y estimulación con fluidos espumados. Es lo que tiene por la baja presión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Entonces regresando a las reparaciones menores, se ve que hacen en 2019, 2020, después descansan dos años, después otra vez dos años, descansan como que dos años. ¿No? Digo, descansan, no estoy diciendo que es algo así como que no hay actividad. ¿Pero cuál es la razón por la cual no hay que hacer nada en dos años? Si las tuberías flexibles requieren más mantenimiento. ¿O cuál es el planteamiento del operador? Que además repito, creo que lo está haciendo bien. ¿No? Nos está trayendo un Plan de Desarrollo a la alza y eso es a producir. Yo nada más son cuestiones de duda.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- No, claro. Mire, bueno, para reparaciones menores también han tenido ocho reparaciones menores en 2019. Entonces se tienen 14 pozos productores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces habría que cambiar eso, porque ahí dice que son tres.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Sí. Pero, bueno, ya se ejecutaron ocho en 2019. Se aprobó en marzo el Plan de Desarrollo, entonces a raíz de esa aprobación se han hecho ocho reparaciones menores. Entonces por ello ya no se requieren con tanta frecuencia las reparaciones.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces esto que estamos viendo de 2019 es el plan que traían antes, no es el ejecutado. ¿Verdad? Y yo creo que hubiera sido bueno poner el ejecutado. Claro, todavía no terminan el 2019. ¿Verdad? Todavía hay muy buenos días para que sigan



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

haciendo actividades. Pero para mí está muy bien, pues ojalá y podamos dar un seguimiento a este Campo Cárdenas-Mora, que es un campo importante con los estudios de EOR de la recuperación secundaria y mejorada.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, nada más complementando. Están así la periodicidad del cambio de tuberías flexibles porque varios de esos pozos se están produciendo con H<sub>2</sub>S. Entonces están un tiempo operando, se van dañando y antes de que tengan algún problema mecánico se programa su sustitución.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Comisionados? Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No pude aguantar Presidente. El tema anterior fue una migración, este es una Asignación de Pemex, los *farmouts* a la mexicana y vemos que hay muy buenos resultados. Ojalá esto fuera, consideraran esto para que en lo futuro pudiera haber más asociaciones de Pemex, más migraciones, más rondas. En fin, lo que yo he dicho ya muchas veces. Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. ¿Esto es un Contrato?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es una asociación *farmout*, pero mexicana.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Le llamó el Comisionado Sergio un *farmout* a la mexicana.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es una asociación estratégica *farmout* a la mexicana distinta a la migración, distinto al Contrato, todas herramientas yo creo muy valiosas que ojalá usáramos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Si no hay otro comentario, pasamos a la lectura de la propuesta de acuerdo Secretario.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.010/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.

### **ACUERDO CNH.E.74.010/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, último párrafo, 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 la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.

**II.9 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción y sobre el Programa de Trabajo 2020 y el Presupuesto asociado al mismo presentados por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenas tardes Comisionados y todos los presentes. Vamos a presentar lo que es la actualización o modificación del plan de Hokchi. Como relación cronológica tenemos que esta modificación fue presentada a la Comisión el 29 de octubre de este año. Se hicieron algunas prevenciones y requerimientos de aclaraciones por parte de la Comisión. El 7 de octubre para... Esta presentación que se está mostrando es el Programa de Trabajo. Debe de ser la que es el plan por favor. Y se hicieron algunas aclaraciones el día 12 de noviembre para tener completo el expediente y donde nosotros estaríamos teniendo la información completa para poder llevar a cabo el dictamen. La atención de la prevención la hizo el operador el 28 de noviembre de este año. Se hizo un alcance de información el día 29, donde presentaron ellos lo que sería su Programa de Trabajo actualizado de acuerdo a esta modificación del plan que estaban presentando. Se hizo también la consulta a la ASEA para ver todo lo referente al Sistema de Administración de Riesgos y el día de hoy 17 de diciembre estamos presentando lo que sería la modificación o los resultados de la modificación que presentó el operador.

Las características generales del Contrato. Tenemos que el operador es Hokchi Energy. Tiene un área contractual prácticamente de 40 km<sup>2</sup>. La fecha efectiva del Contrato es el 7 de enero de 2016. Tiene una vigencia de 25 años. El tipo de Contrato es de producción compartida y las profundidades que tiene para realizar sus actividades tanto de exploración como de extracción está dividida en dos polígonos, donde el polígono A le da la columna completa y el polígono B está segregado porque se traslapa con otra Asignación de otro operador y entonces solamente puede hacer actividades en el Cenozoico. Como colindancias tiene los Campos Yaxché, Xikin y Xanab.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Vamos a presentar ahora lo que serían ya las características que tiene de desarrollo el campo o el área contractual. Tiene cinco pozos perforados en la etapa de evaluación. Va a perforar en total otros nueve pozos de desarrollo que estarían destinados únicamente para la extracción. El yacimiento de interés al que se están enfocando en su desarrollo es el Mioceno Medio, el cual tiene una porosidad del 25%. Contiene aceite negro. Tiene una temperatura de 83°C, una presión inicial de 390 kg/cm<sup>2</sup>, que es igual a la presión actual ya que no ha estado sujeto todavía a extracción y el aceite negro que presenta varía en una gravedad API desde los 18 hasta los 28 grados.

Como antecedentes tenemos que el plan que se le aprobó al operador fue en 2018 en abril y este tenía un inicio de producción en julio de 2020. Ha venido realizando sus diferentes actividades que tenía contempladas dentro de este plan, sin embargo, empezó a tener algunos retrasos en cuanto a lo que son sus actividades para el inicio de producción que tenía él programado en ese plan para noviembre de 2020. Y derivado de esta situación es que está presentando la modificación, para tratar de compensar esos atrasos que tiene. Y como ponen ellos ahí, evitar la pérdida de valor por estos atrasos y toma unas acciones que estarían encaminadas a adelantar la producción a partir de mayo del año que viene. Entonces ellos están planteando.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay un error en la lámina, es adelantando la producción de noviembre a mayo de 2020.

1  
DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, exacto. Sí, eso es lo que están haciendo. Y para lograr este adelanto en la producción, lo que ellos están planteando es que van a hacer ahí un *bypass*, donde van a derivar la producción de forma temprana hacia una instalación ya preexistente de Petróleos Mexicanos, que es la batería Puerto Ceiba. Esto lo estarían haciendo por seis meses en lo que ellos de alguna manera logran avanzar y concluir las obras y lo que sería sus plantas de proceso y sus diferentes instalaciones a través de las cuales estarían manejando la producción. Y posterior a esta fecha de noviembre de 2020, ellos estarían regresando a operar el campo conforme se les aprobó en el plan de 2018.

2



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Esta es la principal causa o motivo que están presentando ellos de la modificación del plan y tenemos que para este plan modificado que están presentando ellos pretenden recuperar un volumen de 148.7 millones de barriles, 46,000 millones de pies cúbicos de gas. Como se mencionó, están buscando adelantar la producción para iniciar en mayo de 2020. Para este adelanto de producción y las diferentes modificaciones que van a hacer, están planteando ellos para manejar la producción y tener un punto de medición, ya están poniendo ellos un punto de medición provisional, que es donde estarían fiscalizando los hidrocarburos. Y las principales actividades que tienen ellos, siguen siendo la perforación de cinco pozos productores, cuatro inyectores, van a implementar el sistema artificial de producción de bombeo electrocentrífugo. Y también ellos lo que estarían haciendo es adelantar la inyección de agua al yacimiento, porque este plan desde el inicio tiene aprobado un proceso de recuperación secundario. Ellos también lo que estarían buscando con estas modificaciones es que pudieran adelantar la entrada de ese proceso. Todo esto tiene un costo total de 2,200 millones de dólares, una inversión de 1,210 millones dentro de este costo total y un gasto de operación de 989 millones de dólares.

En lo que son su volumen original y reservas, podemos ver que ellos lo que están presentando es un volumen original de 418 millones de barriles de aceite y 129 miles de millones de pies cúbicos de gas como volumen original. Dentro de este volumen original, ellos pretenden recuperar como reserva 1P en lo que sería aceite 101.6 millones y en reserva 2P 148.4. Ya hacia lo que es la reserva 3P pues prácticamente no hay incremento. Ya ellos, como llevaron un trabajo exhaustivo de evaluación, perforaron cinco pozos, pues ya tienen prácticamente delimitado el campo y toda su reserva está enfocándose prácticamente a la 2P. Igualmente para gas en la reserva 1P tienen 31.3 miles de millones y para la reserva 2P 45.9 miles de millones, que es lo que estarían ellos produciendo. Y lo que están ellos variando en lo que sería su factor de recuperación final, en el plan vigente tienen 35.3% y en el actual modificado están planteando 35.5%, la variación no es sustancial. Igualmente, para el gas pasan de 35.1% a 35.5%. Entonces prácticamente el volumen a recuperar en los dos planes está consistente y se mantiene, solamente estarían adelantando.

En las alternativas que presentaron ellos para esta modificación del plan, están tomando dos alternativas, lo que sería su caso base, el que se les



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

aprobó inicialmente en el 2018 que sería esta línea verde para el caso del aceite, y lo que sería la alternativa de modificación, que es la que someten a aprobación, es la que se muestra para el aceite también en la línea morada. Lo que podemos ver aquí es cómo están adelantando ellos y lo que sería la diferencia entre esta área de la línea verde y la línea morada sería la producción que están adelantando ellos y el beneficio que estarían presentando para esta modificación. Prácticamente lo que sería la actividad física es la misma, solamente van a tener ahí una variación en lo que son las reparaciones mayores, ya que en esta modificación, como se comentó, estarían ellos iniciando la inyección al yacimiento de una forma anticipada y los pozos que tenían ellos de inicio como productores en el plan vigente se iban a poner a producir y posteriormente se iban a reparar.

En este plan ya no van a hacer esa actividad y de inicio se irían ellos con la inyección y ya no harían estas tres reparaciones mayores. Como se comentó, los volúmenes son prácticamente los mismos a recuperar, pero al adelantar la producción podemos ver la diferencia también en la promesa de valor del VPN antes de impuestos que es de 2,328 para este plan, que se está incrementando prácticamente lo que serían 300 millones respecto al inicial y después de impuestos serían 172 millones respecto a 89 del plan inicial. Entonces esta propuesta de adelantar la producción sí está reflejando un beneficio económico y mantiene el mismo volumen a recuperar.

Ahora vamos a lo que sería la comparación ya más a detalle entre el plan vigente y lo que es el plan que están presentando ellos modificado. Se puede ver que la actividad en perforación y terminación es la misma. Las reparaciones mayores se estarían dejando de hacer tres. En cuanto a las reparaciones menores, tendrían ellos en el plan nuevo un incremento de siete actividades. Un ducto adicional, que es con el que van a hacer el *bypass* para poder adelantar la producción hacia las instalaciones de otro operador y las plataformas se mantiene el mismo número de plataformas que serían dos. Vemos aquí que también tienen alguna diferencia en cuanto a la inversión, pasando de 2,188 del plan vigente a 2,200 para esta modificación y el volumen, como se comentó, prácticamente tiene una variación muy pequeña: de 147.8 pasaría a 148.7 para aceite y para el gas de 45.4 a 46 mil millones. Esas son las principales diferencias entre uno y otro.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y lo que sería el Programa de Aprovechamiento de Gas, lo que está presentando como estrategia para adelantar la producción el operador a partir de mayo de 2020 hasta noviembre es que todo el gas que estarían ellos produciendo lo van a estar transfiriendo, entonces tendrían un aprovechamiento del 100%. Ya después ellos pasarían a partir de noviembre de 2020 a operar conforme se les aprobó en el plan anterior y tendrían un aprovechamiento del 98%.

Respecto a lo que es el punto de medición, ellos en esta modificación, como se mencionó, van a hacer un *bypass*, que es lo que sería el ducto que se ve ahí o la línea roja punteada que serían 850 metros de un ducto de 8". Estarían mandando la producción a unos equipos portátiles que van a tener ellos ahí de separación. Estarían separando lo que es aceite, agua y gas, los medirían y lo que estarían haciendo es transferir después todo o todas las corrientes que se separaron para su medición las estarían metiendo a este ducto de 750 metros igualmente por 8" en un flujo multifásico y estaría entrando a la Batería de Separación Puerto Ceiba. Ahí es donde estarían ellos transfiriendo toda la producción para comercializar y su punto de medición fiscal estaría dentro de lo que es la planta de Paraíso de Hokchi. Ahí es donde tendrían ellos sus puntos y donde estarían realizando su medición.

Respecto a lo que es el Programa de Inversiones y gastos de operación, tenemos que principalmente este campo, como se mencionó, está en la etapa de desarrollo. Entonces vemos que sus principales gastos van a estar en la etapa de desarrollo en lo que es la perforación de pozos y después en producción ellos tendrían la mayor parte de sus gastos en lo que serían las intervenciones a pozos porque van a estar operando con equipos de bombeo neumático, donde se van a estar llevando a cabo, de acuerdo a lo que tienen ellos programado, las sustituciones de las bombas de los equipos. Y también otro de los costos más importantes que tendrían en la etapa de producción sería la operación de instalaciones de producción, que es para mantener la producción del campo en general.

Pasamos a lo que es la evaluación económica que se hace con las premisas de la Comisión, donde se toman los mismos volúmenes que propone el operador. Estamos tomando en este caso en la Comisión un precio de 66.9 dólares por barril, 3.5 dólares por millar de pie cúbico, las mismas



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

inversiones, el mismo gasto operativo, una tasa de descuento de 10%, un tipo de cambio de 20 pesos por dólar. Y esto nos lleva, ya considerando el VPN después de lo que sería el pago de las contraprestaciones y de los impuestos a 884 millones de dólares, lo que nos da un VPN/VPI de 1.08 y una relación beneficio/costo de 0.87, lo que nos indica que el proyecto sería positivo y que es un proyecto viable económicamente.

Tenemos aquí algunas recomendaciones porque el campo se encuentra todavía en etapa de desarrollo. Va a empezar a producir, como se mencionó, el año que viene y pues ahí vamos a ver realmente que muchas de las cosas que se programaron y se planearon con la información disponible en este momento pues pudieran tener algunas modificaciones. Por eso nosotros lo que recomendamos es que se actualice constantemente pues los datos de presión estática y dinámica y que se vaya actualizando también esta información de los modelos del yacimiento con los pozos nuevos que se estén perforando para que vayan calibrando ellos su modelo de simulación y sus pronósticos de producción puesto que actualmente todavía no produce todo lo que se tiene y se construyó es con la información que tienen ellos de la etapa de evaluación y de exploración. Entrando a producción, vamos a ver también cómo se comportan sus modelos.

También lo que ponemos ahí es que las condiciones operativas en cuanto a la productividad de pozos e ir identificando daños en cuanto a lo que es esta productividad y el índice también de inyectividad que van a tener de inicio ellos su proceso de inyección de agua y es con agua de mar, pudieran tener algunos problemas en cuanto a la inyección y también en cuanto a lo que sería la parte de producción. Ponemos también que tengan un monitoreo constante de lo que sería la operación del sistema artificial porque van a estar utilizando BEC. Ellos están estimando estar cambiando las bombas cada dos años, sin embargo, sabemos que luego el BEC, dependiendo de qué tan bien esté instalado y qué tan bien opere, los tiempos a veces pudieran ser menores y eso lo que les va a estar impactando a ellos es en disminuciones de producción y les va a estar aumentando su costo de operación puesto que para cada bomba tendrían que estar programando reparaciones menores adicionales a las que tienen ahorita programadas en su plan.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

También ponemos que lleven a cabo análisis físicos-químicos de los hidrocarburos producidos y del agua inyectada como parte del seguimiento para evitar que cuando se esté implementando ya el proceso de inyección en el yacimiento vayan a tener ellos algún problema de incompatibilidades, canalizaciones de agua, que vayan ellos monitoreando para que vayan haciendo más eficiente su proceso de recuperación secundario en la medida de que tomen información.

Y también en cuanto a lo que es la administración de los yacimientos, ellos tienen programados en cada pozo su producción inicial y su pronóstico de producción y lo que ponemos nosotros ahí es que de alguna manera por alguna meta de producción adicional que pudiera surgir que varíen estos gastos y que tengan que producir más y eso pues va a causar de alguna manera alguna descompensación en el yacimiento de acuerdo a como tienen en este momento ellos calibrado su modelo. Y la otra es que ponemos también el monitoreo del agua de inyección, por lo que ya se comentó que en el momento de que se implemente ya masivamente la inyección al yacimiento, pues pueden tener algunos problemas en cuanto a una irrupción temprana dentro de los pozos y que tengan ellos que tomar alguna medida para compensar o mitigar esta problemática que se les pudiera presentar.

Tenemos también que, en cumplimiento a la normatividad aplicable, hicimos nuestro dictamen considerando la Ley de Hidrocarburos, lo que es la LORCME, el cumplimiento de las diversas normatividades que tiene o regulación que tiene emitida la Comisión en materia de planes, de medición de hidrocarburos y de aprovechamiento de gas y también considerando las diferentes cláusulas que se tienen pactadas en el Contrato.

Por último, derivado de toda esta revisión que se hizo con el equipo de la Comisión, llegamos a que, derivado del análisis presentado de la modificación del operador, se propone el dictamen en sentido favorable con respecto a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, presentado por Hokchi Energy, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se apruebe alguna



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

modificación. Es lo que traemos para el plan, la modificación del Plan de Desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias maestro Castellanos. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Obviamente se ve que es una muy buena noticia adelantar de noviembre a mayo, ¿verdad? Y sin embargo yo tengo una pregunta en la parte de evaluación. En la página 9 se habla de que va a tener un valor presente neto después de impuestos de 172 millones de dólares en lo que nos está diciendo el contratista. Sin embargo, en la evaluación económica de CNH hablamos de 884 millones de dólares, o sea, cinco veces más. Entonces me queda ahí la duda de por qué nosotros lo vemos mucho más positivo que ellos.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- La razón doctor es que el operador presenta la evaluación económica de todo el proyecto desde que se le aprobó el plan original. Y nosotros, para ser congruentes con las presentaciones que hemos hecho ante este Órgano de Gobierno, lo consideramos a partir de la fecha de aprobación de la modificación hacia el futuro. Esa es básicamente la diferencia doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y, perdón. Y eso también aplica a, por ejemplo, el caso del volumen de gas. Ellos están tomando en la parte de volumen de gas 46,000 millones de pies cúbicos y CNH está considerando 23,000 millones. ¿Es lo mismo?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Eso tiene que ver con que eso es, los 46,000 millones de pies cúbicos es la producción que efectivamente él propone y cuando presenta la evaluación económica él la hace con riesgo, entonces es un monto que está afectado por el riesgo. Por eso es un poco menor, bueno, no un poco menor, es menor. Esa es la razón.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora Alma.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, yo voy a decir como dice el Comisionado Pimentel. Que no podemos dejar de decir que esto es el resultado de una licitación de la 1.2 y del plan original están adelantando la producción de noviembre a mayo y al final de cuentas un poco la propuesta que traen a mí me llama la atención dos cosas. Uno, de que voy a decir que a pesar de una serie de problemáticas que se ha tenido en el proyecto, sobre todo por múltiples permisos que se han tenido que hacer y trámites, pues están viendo la manera de adelantar el proyecto para tener producción a menor tiempo. Y otra cosa que también podríamos decir que llama la atención en este proyecto es de que están proponiendo una alternativa de recuperación secundaria desde el inicio del proyecto, que creo que eso es algo que normalmente en México no lo hemos hecho. Digamos, no lo hemos hecho estoy hablando como propuesta de desarrollo en los campos que se han tenido en México. Entonces creo que es una buena alternativa que está proponiendo este operador y que esperemos que funcione de manera adecuada proponiendo la recuperación secundaria desde el inicio de operaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias doctora. Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Me gustaría que pusieran la lámina 8, me quiero saltar algunas cosas. Bueno, lo primero es Hokchi lo está haciendo bien. Este plan es una modificación de uno que ya teníamos aprobado, donde no solamente adelanta la producción, sino también que adelanta la inyección de agua. Eso es muy importante de comentar. Ahí pudimos ver en esta lámina cómo se modifica el factor de recuperación y el factor de recuperación se adelanta, bueno, se modifica por la inyección de agua y se aumentan algunas otras operaciones. Pero el maestro Castellanos comentó que es como muy marginal porque vemos ahí 101.4 a 101.6 en 1P, 147.5 a 148.4. Pues cuando lo comento dije "bueno, voy a ver cuánto significa eso en pesos". ¿Cuánto creen que significa eso en pesos? Significa más de 1.5 miles de millones de pesos. Precisamente de eso se trata, el tener planes que maximicen valor. Entonces este es un plan que maximiza el valor con respecto al que traíamos antes.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Repito, Hokchi lo está haciendo bien, así deberíamos de tener todos estos planes que no solamente nos den producción temprana, sino que también maximicen el factor de recuperación. Entonces bueno, si se explica en esa forma, pues ya no suena como muy marginal. ¿No? Claro, no estoy hablando de valores presente netos, estoy hablando de ingresos a través de todo el proyecto. Pero 1.5 billones de pesos, es como los gringos, ¿no? 1,500 millones de pesos pues es una cantidad enorme de dinero. Entonces pues de eso se trata esta modificación, es algo muy importante. Y bueno, tú sí lo tienes maestro Castellanos, pero creo que no toda la gente lo pasa a pesos. Entonces el ponerlo así en millones de barriles pues como que no se nota, pues es que cuál es la diferencia. ¿No? En 2P, que es como se calcula el factor de recuperación, es casi un millón de barriles, son como 900,000 barriles. Multiplícalo por 60, multiplícalo por 20 y es la cuenta que me está dando. Eso es aceite y luego más el gas. Entonces 1.5, más o menos como 1.5 billones de pesos. Qué bueno, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, claro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- A lo mejor lo comenté en ese sentido poniendo en contexto que la modificación que están haciendo en este momento tiene una mejora. Pero muchas veces cuando se presentan las modificaciones y lo que pudiera parecer cuando se menciona que lo que motiva la modificación es el retraso en algunas actividades que tenían ellos que pudiera haber una pérdida de valor. Pero no, en este caso no. Se modifica el factor de recuperación final, pero también se tiene el beneficio de que compensan ellos esos retrasos con una actividad operativa que incluso les trae la producción antes. ¿No? Y genera más valor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro. Cuando primera vez nos trajeron su Plan de Desarrollo, ellos pensaron que podían empezar a inyectar en cierto momento. En la medida que han ido desarrollando esta área, pues se dan cuenta que pueden hacerlo antes y lo están haciendo. No todos los campos son susceptibles de tener algún proyecto desde muy al inicio del yacimiento. Este sí y eso creo que hay que enfatizarlo. La doctora Alma América lo comenta y eso es algo que debería generarse como una buena práctica, pero va a depender de yacimiento por yacimiento. No todos hay que inyectarles agua, no todos hay que hacerlos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

en los primeros años, hay que tener una buena caracterización para saber el cómo, el qué método de recuperación secundaria y mejorada es el más adecuado.

En el caso anterior, en el de Cárdenas-Mora, se acuerdan que en 2019 están analizando pues qué es lo que van a implementar. Ellos desde el inicio ya lo traían en mente. Es una cuestión importante de enfatizar. Y bueno, pues qué bueno que Hokchi está haciendo actividades, invirtiendo, de tal forma que maximiza el valor del proyecto, que somos socios finalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Así es. ¿Algún otro comentario Comisionados? Pues que bueno que van adelantando el programa los de Hokchi. Si no hay otro comentario, creo que ya pasaríamos al acuerdo. ¿No?

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.011/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

### **ACUERDO CNH.E.74.011/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, último párrafo, 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 la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado Hokchi



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## Energy, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

Pasaríamos a la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto de este mismo Contrato. Con la venia del Comisionado Presidente, tiene la palabra el maestro Francisco Castellanos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Muchas gracias. Vamos a presentar ahora lo que sería el Programa de Trabajo y Presupuesto para las actividades que va a hacer este Contrato en el 2020. Voy a permitirme cederle la palabra a la ingeniera Angélica Victoria para que nos presente este plan.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ.- Muchas gracias, buenas tardes a todos. Este proceso inicia el 30 de septiembre con la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 por parte del operador. Esto en cumplimiento a las cláusulas contractuales. El 7 de octubre nosotros le enviamos la prevención y Hokchi atiende la prevención el 15 de octubre. El 29 de octubre Hokchi presenta la modificación al Plan de Desarrollo y por lo tanto la actualización a su Programa de Trabajo y Presupuesto 2020. Derivado de esto, la Comisión suspende la evaluación de la información que presentaron primero el 30 de septiembre y comenzamos con la evaluación de la actualización de la información. Ya analizada esta información es que estamos presentando ante este Órgano de Gobierno.

Voy a omitir algunas láminas porque ya fueron presentadas en la modificación al Plan de Desarrollo. En esta lámina podemos observar que para el Programa de Trabajo 2020 el contratista prevé erogar un Presupuesto de 483.8 millones de dólares. El objetivo es recuperar un volumen de hidrocarburo de 1.4 millones de aceite, barriles de aceite, perdón, y 0.4 miles de millones de pies cúbicos de gas. En el cronograma podemos observar las actividades. En color café está las actividades de acuerdo al Plan de Desarrollo vigente y en color verde las actividades de acuerdo al Programa de Trabajo ya alineadas a la modificación al Plan de Desarrollo. Como se puede observar, el principal desfase es en la planta de proceso, ya que esta sería terminada hasta noviembre de 2020. Por lo tanto, es que se está implementando la etapa de producción adelantada



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que, como ya explicó el maestro Francisco, consiste en la implementación de un punto de medición provisional, el ducto *bypass* y las interconexiones a la batería Puerto Ceiba.

En esta lámina presentamos los pronósticos de producción de aceite y gas que van de mayo de 2020 a diciembre de 2020. La producción promedio para el aceite será de 3,800 barriles diarios y el volumen a recuperar durante el año será de 1.4 billones de barriles. En el caso de gas, la producción promedio es de 1.2 millones de pies cúbico diarios y el volumen a recuperar es de 0.4 miles de millones de pies cúbicos.

El Presupuesto de 2020 es de 483.8 millones de dólares y este está dividido en tres rubros principalmente, que es la construcción de instalaciones, la perforación de pozos y la operación de instalaciones. En cuanto al Presupuesto, este cumple con las cláusulas 10.1 y 10.3. Es congruente con la modificación al Plan de Desarrollo y el Programa de Trabajo. Los costos presentados permiten llevar a cabo las actividades del Programa de Trabajo 2020. Cumplen con los plazos establecidos en el Contrato y los costos son adecuados en términos de referencias construidas con la mejor información disponible.

En cuanto al Programa de Trabajo, este cumple con las cláusulas 9.1 y 9.3 del Contrato. El Programa de Trabajo acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Maximiza la recuperación de volumen de hidrocarburos. Usa la tecnología adecuada para la extracción de los hidrocarburos y cumple con el punto de medición. Este Programa de Trabajo y Presupuesto está alineado a la normatividad aplicable referente a la Ley de Hidrocarburos, la LORCME, los Lineamientos de Planes, los Lineamientos de Medición, las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas y las cláusulas contractuales.

Derivado de lo anterior, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión se resuelva en sentido favorable el Programa de Trabajo y Presupuesto 2020 asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, presentado por el operador Hokchi Energy, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se apruebe una modificación. Por mi parte es todo, muchas gracias.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. Comisionados, ¿algún comentario? ¿No? Doctor Moreira. Adelante doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En la lámina 6 hablan de abandono, un millón y medio de dólares. ¿Qué van a dismantelar? Dice dismantelamiento de instalaciones en 2020. ¿Verdad?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Así es. No es que comiencen con actividades de abandono.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es el ahorro.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Ajá, es el monto que se aporta el fideicomiso lo que estamos registrando. Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK, pero realmente no es una actividad.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- No. Tal cual, no.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Muy bien.

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

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.012/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2020 presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.74.012/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 9.1 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2020 respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.74.013/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020 presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción para el contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

### **ACUERDO CNH.E.74.013/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2020, respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Hokchi Energy, S.A. de C.V., correspondiente al citado contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

**II.10 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del control de las operaciones de Jaguar Exploración y Extracción 2.3, S.A.P.I. de C.V. a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia del Comisionado Presidente dio la palabra al maestro Paolo de Jesús Tinto López de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos.

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

“DIRECCIÓN GENERAL JURÍDICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO PAOLO DE JESÚS TINTO LÓPEZ.- Gracias Comisionados, buenas tardes. El asunto que nos trae es la cesión del control de las operaciones del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017. Los datos generales del Contrato. Las empresas participantes son Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. y Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. La fecha efectiva es del 8 de diciembre del 2017. Se trata de un Contrato de Licencia y cada una de las empresas participantes tiene el 50%.

Los antecedentes. El 21 de diciembre de 2018 se suscribió el Primer Convenio Modificadorio del Contrato con la finalidad de hacer constar la cesión del 50% del interés de participación de Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., en adelante Jaguar, a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., en adelante Vista. El 7 de noviembre de 2019 Jaguar solicitó la autorización para ceder el control de las operaciones a favor de Vista del área contractual. El 8 de noviembre de 2019 se notificó a la Secretaría de Energía para que, en caso de que existiera alguna inconformidad debidamente motivada, lo hiciera del conocimiento de esta Comisión. El 6 de diciembre de 2019 recibimos la opinión favorable de la Secretaría de Energía. El marco legal lo tenemos en el artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos, que señala que la Comisión deberá autorizar de forma previa la celebración de alianzas o asociaciones en los que se cede el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

control de las operaciones ya sea de forma parcial o total. Para ello, esta Comisión analizará, entre otros aspectos, que el operador del Contrato para la Exploración y Extracción cuente con la experiencia, las capacidades técnicas y financieras para dirigir y llevar a cabo las actividades en el área contractual y asumir las responsabilidades inherentes del Contrato. La Comisión notificará a la Secretaría para que esta manifieste su inconformidad debidamente motivada dentro de los 20 días posteriores a que sea notificada.

Dentro del marco legal, tenemos los lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones respecto a los Contratos. Estos definen al control de las operaciones como la capacidad del operador de dirigir, asumir la representación, el liderazgo y la conducción de las actividades petroleras dentro de un área contractual. Para ello, el operador debe contar con el mínimo de participación en la estructura accionaria del capital social del contratista o del interés de participación establecido en el Contrato. El marco contractual lo tenemos en la cláusula 2.5, donde Jaguar fue designado como operador del Contrato. En la cláusula 2.6, la cual señala que las empresas participantes podrán cambiar al operador previa autorización de esta Comisión, así como la cláusula 25.1, que señala que para poder ceder todo o cualquiera de sus derechos que implique la cesión del control de las operaciones, se deberá contar con la autorización previa de esta Comisión.

Dentro del procedimiento, acorde a la fracción II del artículo 10 de los lineamientos, la Comisión procedió a evaluar que la información presentada cumpla con los requisitos de los artículos 5, 6 y 8 de los lineamientos. Se evaluó la acreditación de las capacidades del potencial cesionario que son necesarias para continuar con la conducción de las actividades petroleras y en su caso emitir la resolución correspondiente. En pantalla vemos los requisitos y capacidades establecidos en las Bases de Licitación, los cuales fueron acreditados todos y que consisten en la capacidad legal, la no inhabilitación para contratar con la Comisión, procedencia lícita de los recursos financieros, las capacidades de experiencia, técnica y de ejecución, así como las capacidades financieras.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Por haberse satisfecho los requisitos y formalidades establecidos en los lineamientos y en el Contrato, en el proyecto de resolución que se somete a este Órgano de Gobierno se propone autorizar la cesión de las operaciones del área contractual de Jaguar a favor de Vista; instruir que previo a la firma del Convenio Modificatorio la Unidad Jurídica requiera a Vista la manifestación de que no ha modificado la información presentada en su solicitud; las autorizaciones y permisos para dar continuidad a la conducción de las actividades petroleras; su Acuerdo de Operación Conjunta y los poderes para representar a Jaguar ante esta Comisión y otras autoridades; así como instruir la suscripción del Segundo Convenio Modificatorio; instruir a la Dirección General de Seguimiento de Contratos de la Comisión que, con el apoyo jurídico de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos y en su caso el área técnica correspondiente, realicen el protocolo de entrega del área contractual. Cinco, notificar la resolución a Jaguar, Vista, al Fondo Mexicano del Petróleo, al SAT, a la ASEA, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Economía y, por último, la inscripción de la resolución en el Registro de la Comisión. Es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias. ¿Algún comentario Comisionados? Sí, doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo una duda. Solamente la duda es queda de todos modos 50% y 50% Jaguar y Vista. La operación ahora queda en Vista. ¿Eso es lo que se está? OK, esa es mi duda, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, nada más un comentario Presidente. En primera instancia, Jaguar, que había sido el que ganó esta área contractual, cedió el 50% del interés de participación a Vista, cosa que ya fue autorizada. Y ahora lo que estaríamos autorizando es la cesión del control operativo de esta área contractual, pero quedan Vista, de aprobarse quedaría Vista como operador y Jaguar con el 50% con el que estaba digamos ahora. Esa es en realidad la operación.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Es un cambio de operador, ¿no? Así sería. Sí.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionado. Comisionados, buenos días. Simplemente en seguimiento al comentario que tuvimos en la cesión anterior en donde hubo un cambio también de control y de operación, en donde, bueno, ustedes cuestionaban cuál era la razón que había motivado el cambio. Y como nos lo instruyeron, pues nos acercamos con el operador en esta ocasión para preguntarles de forma económica cuál había sido la razón que motivaba el cambio de operación que tenemos a su consideración.

Lo que nos comentaron ellos es que este cambio de control responde a un acuerdo comercial más amplio que ellos tienen que firmaron hace ya tiempo y que se materializó, entre otras cosas, en la entrada de Vista a tres Contratos de este grupo, a dos de Jaguar y uno de Pantera de las rondas 2.2 y 2.3. Una de las condiciones de ese Contrato para que se dé la inversión de Vista es que se cediera el control en este Contrato en específico. Se da en este momento porque es la forma en lo que ese Contrato lo establece y bueno, es una de las muchas condiciones comerciales que tiene ese Contrato. Entonces esa sería a *grosso modo* la razón que nos dieron ellos. Cabe mencionar simplemente que esta información ellos la hicieron pública en el momento en que firmaron con Vista este acuerdo comercial y más o menos en los términos en lo que lo estoy comentando, por lo que no representaría ningún tema de confidencialidad.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Es muy importante esto último que comenta el abogado, porque en realidad no es un requisito. Para que se dé esto que se denomina el mercado secundario en los Contratos, esta movilidad que yo estimo muy positiva y que es además digamos común en la industria, es muy importante entender que los requisitos para que esta autorización en su caso sea otorgada por el Órgano de Gobierno, están en los lineamientos y este no es, ni creo que pretendemos que sea, un requisito adicional. Ciertamente ayuda entender la razón detrás de la operación, pero sí el que va a entrar al nuevo control, ya sea corporativo o de operación, cumple con los requisitos de los lineamientos, pues entiendo este Órgano Regulador no tendría objeción, no tendría por qué tenerla al menos, si bien ayuda mucho entender las razones detrás. ¿No? Pero creo que es importante decir que no es, así lo entiendo al menos, no es la intención de esta Comisión Nacional de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Hidrocarburos exigir un requisito adicional cuando lo único que queremos claramente es saber que quien va a entrar al control del Contrato cuenta con las capacidades técnicas, financieras, de ejecución, de experiencia y tan, tan. ¿No? Eso solo un comentario Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Totalmente de acuerdo con el Comisionado Sergio. Comisionados, ¿algún otro comentario? Comisionado. ¿No? Muy bien, si no hay otro comentario, le pido al Secretario dé 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.74.014/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del control de las operaciones de Jaguar Exploración y Extracción 2.3, S.A.P.I. de C.V. a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. respecto del contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L03-CS-01/2017.

#### **ACUERDO CNH.E.74.014/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 15 fracción II y 31, fracción XI de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso g) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del control de las operaciones de Jaguar Exploración y Extracción 2.3, S.A.P.I. de C.V. a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. respecto del contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:47 horas del día 17 de diciembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Septuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2019 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

Gobirish Mireles y Malpica Adaya  
Secretario Ejecutivo

para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019

