



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:05 horas del día 5 de marzo del año 2020, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta, con el objeto de celebrar la Décima Tercera Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0194/2020, de fecha 4 de marzo de 2020, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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

Órgano de Gobierno      Décima Tercera Sesión Extraordinaria      5 de marzo de 2020



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Ameyali-1EXP.
- II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye a servidores públicos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para que emitan Licencias de uso de muestras físicas en las litotecas de los estados de Hidalgo y Yucatán.

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

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

"MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias. Buenos días Comisionados, buenos días a todos. Efectivamente, traemos en esta presentación los elementos para presentarles el dictamen para la modificación del Programa de Evaluación de Pantera Exploración y Producción en este bloque del Área 5 de Burgos. Entonces si avanzamos vemos el Fundamento Legal que asiste a este procedimiento el cual está escrito pues desde las leyes y los reglamentos del lineamiento que da vida a estos procedimientos además del propio contrato que lo prevé. Y en el mapa de la derecha lo que vemos señalado con estos polígonos rojos, estos dos polígonos rojos, es el área contractual. Esa es una de las áreas contractuales que está dividida, entonces tiene dos polígonos: el 5-A que es el del Norte y el 5-B que es el del Sur. Como vemos estamos en la zona de la Cuenca de Burgos, en el estado de Tamaulipas y estos otros polígonos que están en este color ocre, son asignaciones de extracción de Pemex. Este polígono morado es un contrato de una migración. Entonces, estamos en una zona donde hay, pues digamos, suficiente actividad sobre todo extractiva en estas asignaciones y principalmente de gas. Entonces, ahorita vamos a ver cuáles son los detalles de esta área contractual.

Entonces, vemos el procedimiento administrativo que seguimos. Iniciamos el trámite el 14 de febrero, enviamos una prevención, tuvimos la respuesta a la misma y estamos aquí el 5 de marzo para traer a ustedes la propuesta de dictamen a su consideración.

Entonces, nos ubicamos, como ya les decía, en el estado de Tamaulipas, aproximadamente a unos 15 kilómetros al suroeste de la ciudad de Reynosa, dentro de lo que geológicamente es denominado la Cuenca de Burgos. Por supuesto, esos 15



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

kilómetros hacen referencia al bloque del norte, los 33 kilómetros serán al bloque del Sur. Aquí es importante destacar del mapa que vemos de la izquierda, estos tres campos que son Pame, el del Norte; Patriota, es este que señalo y Anona, que se encuentra en la parte oriental del bloque 5-A. En el bloque 5-B no hay áreas de evaluación. Recordar que esto es lo que está referido es solamente a las actividades de evaluación. Entonces, las actividades de evaluación están concentradas en estos tres campos que están con esas formas, digamos, amarillas y que vemos en el mapa. Si sumamos la superficie del bloque o de los dos bloques son cerca de 231 kilómetros cuadrados, lo que hace el área contractual y estamos en una elevación del terreno entre 10 y 196 metros. Como antecedentes en el área, sabemos que existe sísmica bidimensional, existe sísmica tridimensional, particularmente de estos estudios: Monterrey Profundo I, Treviño Cano Brasil, Torrecillas Pascualito y Zacate 3D. Eso era la información con la que contaba el operador cuando empezó a operar esta área. Y además, hay en ejecución en este mismo contrato un Plan de exploración y un Programa de Transición. Entonces, coexisten aquí un Plan y dos Programas. Nosotros nos referiremos ahora a lo que corresponde al Programa de Evaluación.

Entonces, dentro de la cadena de valor, pues nos encontramos en la última etapa, en la Caracterización y Delimitación, este Programa de Evaluación es el que se encuentra en esta etapa, justamente buscando eso, caracterizar y delimitar el potencial de los campos que están en esta zona. Entonces, ese es el objetivo, que mantiene el programa de evaluación, evaluar el potencial de los campos Pame, Anona y Patriota, como les mencionaba en el mapa, que fueron descubiertos por el operador anterior, en este caso PEMEX, en la formación "Vicksburg", en particular. ¿Qué es lo que se plantea? pues la perforación de hasta tres prospectos, estudios y pruebas de producción de alcance extendido. Eso es, digamos, de manera general lo que está planteado en el Programa de Evaluación y ese es el objetivo que cubriría el Programa. Ahorita vamos a ver qué es lo que le da pie a esta modificación. Recordar que, pues tenemos aquí un contrato activo, por supuesto y ese contrato plantea el compromiso de cumplir las unidades de trabajo mínimas. El programa mínimo de trabajo son 9 mil 300 unidades. No hubo incremento, por lo tanto, al finalizar el periodo inicial de exploración se tienen que cubrir al



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

menos estas 9 mil 300 unidades de trabajo, eso es el compromiso contractual.

Ahora, en este diagrama lo que quisimos hacer fue sintetizar justamente las actividades que fueron las que dieron pie a la modificación. El Programa de Evaluación es importante recordar que se aprobó hace justamente un año, entonces, estábamos en ese momento, se aprobó junto con el Plan de Exploración, los dos en la misma sesión, en la misma fecha. Entonces, inician las actividades de exploración superficial también y a la par el contratista inicia sus gestiones para el SASISOPA, porque su primera actividad que tenían ellos en el Programa de Evaluación era la perforación de un pozo, para lo cual requieren pues entre otras autorizaciones, la de la ASEA. Entonces, estamos en ese momento. En esos primeros meses del Programa de Evaluación, ellos con la información que van recogiendo de exploración superficial, hablo de información del subsuelo, sobre todo información sísmica y la información del modelo de los pozos que se tenían acceso, encuentran una discrepancia entre la información sísmica y la información de los pozos; algo no estaba del todo correcto.

Entonces, eso los hace pues empezar a analizar qué es lo que estaba sucediendo. Una de las razones que o mejor dicho, uno de los detonantes que suceden en aquel momento es que estos cubos sísmicos que yo les refería en los antecedentes, justamente no cubren la parte norte del campo Pame, entonces, al identificarse eso, el contratista decide también comprar más información sísmica que cubra la parte norte del campo Pame, dado que el campo Pame es el que está asociado con el escenario base. Entonces, comienzan con el procesado de esa información complementaria no solamente de información sísmica, sino de más pozos, también compraron más información de pozos al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y empiezan a hacer ese conjunto de información, entre la información previa, la información que compraron, que pues, evidentemente, hay que juntar los bloques, hay que analizar la información para que les diera un modelo geológico pues más robusto y que fuera consistente con los datos de los pozos que se encuentran en el área. Esa actividad la desarrollan y en noviembre es que ya tienen un modelo geológico que satisface, ahora sí, tanto la información de los pozos, como la información sísmica y con eso ellos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

confirman que estarían en posibilidad de perforar el pozo del escenario base que es el pozo de la localización que ahora se llama Pame-106DEL, confirman que pueden perforar en esa estructura de Pame ya con este reprocesado de información e incorporación de información nueva, que fue lo que estuvieron realizando en ese momento y en tanto también recibían la autorización del SASISOPA. Después, han adquirido más información, complementaria también, a la que tenían originalmente. Sin embargo, esa información ha sido orientada a los campos Patriota y Anona, que están dentro del programa incremental, en la parte incremental de área. Entonces, eso es lo que ocurrió de noviembre hacia acá. En febrero, como lo veíamos, recibimos la solicitud entonces, de modificación del Programa de Evaluación.

Entonces, ese es el sustento técnico de porqué el operador trasladó sus operaciones que iniciaban en marzo del año pasado a traerlas a este año. Fue lo que tuvieron que estar haciendo técnicamente para sustentar y disminuir el riesgo de la perforación del pozo delimitador del escenario base, por supuesto, y también de los otros escenarios.

Entonces, si avanzamos, vemos justamente las actividades que están en los dos escenarios que se plantean en este programa. Está un escenario base y un escenario incremental. En el escenario base pues están actividades de evaluación de recursos prospectivos para las 3 zonas de los campos previo, por supuesto, a la actividad de perforación; está el VCD que le dará vida al pozo; la perforación del pozo como tal y como actividades asociadas a esa perforación, pues tendremos el análisis de las propiedades físico-químicas de los hidrocarburos, el análisis de núcleos, los PVTs, las pruebas de integridad del pozo, curvas de presión y la prueba de alcance extendido que se tiene considerado en los pozos. Además, al final de las actividades pues una reevaluación o evaluación de los recursos que fueron encontrados.

Para el escenario incremental, es muy parecido solamente que estas actividades van enfocadas en dos pozos, para el campo Patriota y para el campo Anona. También un pozo delimitador para cada uno y las actividades son prácticamente análogas a lo que harían en el escenario base, solamente que en los pozos del escenario incremental.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ahora, si vemos estas actividades en el cronograma que tenemos, pues nos encontramos en este momento, ellos están haciendo ahorita o terminando el estudio de evaluación de recursos prospectivos — que les mencionaba que es previo a la perforación — empezarán con toda la parte de la infraestructura de perforación, permisos y demás, para iniciar con la perforación del pozo delimitador del escenario base que será en diciembre de 2020. De ahí entonces, por supuesto, previo a eso, perdón, se estará haciendo los VCDs de los 3 pozos.

Después de esto, pues empezará toda la parte de los estudios asociados con la perforación del pozo. Con color verde está lo que está asociado al escenario base y con color gris está lo asociado al escenario incremental, solamente diferenciamos dos grises para diferenciar los dos pozos que están, pero lo gris es lo del escenario incremental. Entonces, estos pozos terminarían de perforarse, pues alrededor del primer trimestre del siguiente año y se siguen las pruebas de producción. Con color verde está toda la prueba de producción de lo que sería Pame y después la P y la A significan Patriota y Anona, en el momento que van entrando en prueba de producción. Esa es la cronología de las actividades que están sustentadas en los dos escenarios para el Programa de Evaluación.

Ahora bien, vamos a ver nada más algunos detalles del prospecto que está en el escenario base para el programa de evaluación que es el Pame-106DEL. Es un prospecto que actualmente se tiene considerado como un pozo vertical que va, justamente, a buscar varios intervalos de interés. Tiene 3 objetivos que se alcanzan a ver aquí, justamente están en la formación "Vicksburg". Entonces, como sabemos, en el área de Burgos, tenemos esta característica de tener yacimientos compartimentalizados y en distintas arenas, entonces, justamente esto es lo que están buscando aquí. Si vemos aquí en el mapa de lo que sería la estructura del yacimiento, justamente vemos como el campo Pame se encuentra ya en el borde del área en el norte del bloque 5-A y es justamente lo que ellos están buscando, darle continuidad a estas actividades dentro del campo Pame.

Ahora bien, es importante revisar, entonces, si estas actividades van a cubrir el compromiso contractual. Entonces, aquí les presentamos el desglose de las unidades de trabajo. Las unidades de trabajo de este escenario base que plantean están del orden de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

13 mil 353 unidades, la mayor parte de ellas se materializan con la perforación del pozo y el resto con los estudios asociados y los trabajos asociados. En el caso del escenario incremental, pues entonces aquí sí ya las unidades llegan hasta 17 mil 870. De manera que —recordando— traíamos 9 mil 300 unidades que se deberían de cumplir, el Plan de Exploración que también puede sumar unidades a esta área trae consideradas alrededor de 8 mil 300 unidades, con ese Plan, no se daría cumplimiento al contrato. No obstante, con las actividades del Programa de Evaluación sumadas a aquel se podría dar cumplimiento. Si consideramos que el pozo que se perfora es éste que en el escenario base y decíamos que está en diciembre de este año, entonces, para cuando termine el periodo inicial de exploración que es en febrero de 2021, este pozo debería estar perforado y entonces, las 8 mil 300 unidades de exploración más éstas, pues cubren, por supuesto, las unidades del contrato. Si sumáramos todo, pues ya vamos hasta 21 mil 739 unidades. Entonces, eso es para cuando se materialicen todas las actividades. Entonces, estamos observando que al menos la propuesta que se tiene da cumplimiento al contrato.

Ahora, respecto de las inversiones asociadas, pues tenemos las inversiones que están aprobadas actualmente en el programa de inversión vigente, tanto para el escenario base como para el escenario base más el incremental. Eran de alrededor de 9.5 millones para el escenario base y cerca de 21 millones de dólares para el escenario base más el incremental. Al traer esto ahora en el tiempo para 2020-2021, la inversión es muy parecida 9.2 millones de dólares prácticamente, hay unas pequeñas variaciones, sobre todo, en la perforación de pozos por los ajustes que se han hecho y por los costeos más actualizados. Pasa algo muy similar para la inversión del escenario base más el incremental, la inversión es muy muy parecida, prácticamente es una variación mínima. Entonces, digamos que eso es lo que se presenta para la inversión de este programa.

Ahora bien, como conclusiones qué es lo que tenemos. Pues que el contratista llevó a cabo algunas actividades que le permitieron reevaluar la localización del pozo delimitador que tenía en el campo del escenario base, que es el campo Pame y con eso pues le ayudó a determinar que podían perforar ese pozo, disminuyendo el riesgo que tenían al encontrar esa incertidumbre en la información técnica que tenían previamente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Lo anterior, como vimos, no impacta en los objetivos del Programa de Evaluación, éstos se mantienen. No obstante, el contratista a la par que está solicitando la modificación del Programa de Evaluación, también está solicitando que se le actualice el supuesto de la cláusula 5.3, en donde su periodo de evaluación puede llegar hasta 36 meses.

Entonces, si se incrementara el periodo hasta 36 meses a partir de la fecha efectiva, aun así no habría un impacto respecto de los objetivos del programa de evaluación, ni tampoco en la contabilidad de unidades de trabajo. No obstante, aun aprobándose este periodo, el contratista pues tiene el compromiso de llevar a cabo las actividades del escenario base, tanto para el Programa de Evaluación como para el Plan de Exploración, dentro del periodo inicial de exploración que es de 2 años. Entonces, con eso daríamos por satisfecho, digamos, el cumplimiento del programa mínimo de trabajo. En su defecto si esto no ocurriera así, si por alguna razón las actividades no se llevaran a cabo, o el contratista previera no llevarlas a cabo de esa forma, pues existe la posibilidad por supuesto de que durante ese periodo inicial de exploración, se lleven a cabo las modificaciones necesarias tanto al Plan de Exploración como al Programa de Evaluación para que se inscriban actividades que sí estén enfocadas, o que estén enfocadas mejor dicho a materializar el cumplimiento del contrato. Eso es lo que observamos como conclusiones.

Entonces, lo que tenemos es que, como propuesta, observamos que la Modificación al Programa de Evaluación se advierte técnicamente factible toda vez que estas actividades que plantea el operador, pues le van a permitir caracterizar y delimitar los campos que previamente estaban descubiertos, así como incorporar y en su caso, reclasificar reservas de hidrocarburos. Por lo que sometemos al Órgano de Gobierno la aprobación del Programa de Evaluación, así como el periodo de 36 meses que da la cláusula 5.3 del contrato que en este caso es el CNH-R02-L02-A5.BG/2017 del contratista Pantera Exploración y Producción. Eso es todo de mi parte, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, maestro Hernández ¿Comisionados? Adelante Doctor Moreira.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ellos hicieron una reevaluación de la información sísmica y eso los llevó a relocalizar el pozo, en este caso de delimitación ¿tiene eso consecuencias sobre el Plan de Exploración que están llevando a cabo al mismo tiempo?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, sobre el Plan de Exploración no tiene ninguna consecuencia. Solamente les permitió tener una mejor precisión. Primero, validar que efectivamente era viable perforar el pozo delimitador en la estructura Pame y luego, ponerlo en la mejor posición ahora que tienen pues digamos mejor información. Pero no, no tiene impacto en el Plan de Exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora Alma América.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. El operador nos está solicitando su extensión a un periodo de 36 meses. ¿Podemos seguir a la lámina número 8? Sin embargo, el cronograma de actividades que nos está presentando es básicamente por, bueno, terminaría en el 2022, en febrero. O sea, que es básicamente por 2 años, no son por 36 meses.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Es que los 36 meses se contarían a partir de la aprobación del Programa de Evaluación, que fue justamente hace un año. Entonces, aquí habría que contar todo el año que ya pasó desde 2019, ya llevan 12 más los 24 que se refería, serían los 36.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, para esa parte estaría considerándose que va a ser la actividad incremental.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Parte de ella.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digo. Porque si no, ellos terminarían en agosto del 21.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, aquí en marzo. Si no se les actualizara ese supuesto de la 5.3 su periodo que es de.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no, no. O sea, mi punto es con este cronograma que están proponiendo y considerando que nada más harían las actividades base, estarían terminando en agosto del 2021. Digamos, si ellos están solicitando 36 meses, eso significa que van a hacer el incremental.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, es para cubrir que se lleven a cabo las actividades del escenario incremental, por supuesto. No hay otra explicación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No hay otra explicación. Si no, o sea, yo creo que nosotros sí tendríamos que considerar que en caso, o poner alguna advertencia, que en caso que consideren únicamente el escenario base, en realidad tendrían que terminar en el 2021 ¿Correcto?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Exacto. Cuando se acaben las actividades del escenario base.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque, pues es el escenario que nos están proponiendo. Porque no tendría caso tener 36 meses si no van a hacer el incremental. ¿Correcto?

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahora, mi pregunta va en las pruebas de producción de alcance extendido ¿tienen una justificación por lo cual van a durar tantos meses?

INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sobre las pruebas de alcance extendido, no tenemos información actualizada porque las



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

presentaron con la información, digamos, con el diseño de las pruebas que anteriormente se habían aprobado. Si me permite unos segundos, déjeme localizar el texto del programa que tenemos vigente hasta el día de hoy para darle los datos.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, o sea, porque el objetivo si están digamos, a no ser que estén manifestando una producción temprana, estaría considerándose que van a hacer su delimitación y tendrían que considerar el objetivo de esa delimitación ¿no? Y para eso esa prueba de producción tendrían que tener un diseño digamos aceptable hasta que se encuentre un límite y a lo mejor terminarían hasta antes esas pruebas. Supongo.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, es probable. Déjenos encontrar el dato y se lo referimos.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, mientras encuentran el dato tengo otra observación. En la 7, en la lámina 7. En realidad, una vez que se perfora el pozo, no hacen la evaluación y sobre todo si ya hacen una prueba, ojalá que sea exitoso, etcétera. No hacen la evaluación de recursos prospectivos. Harían la evaluación, o sea de incorporación de reservas, si fue positivo, o la incorporación de las posibles reservas o de los recursos contingentes, o algo; pero no de recursos prospectivos, posterior a las actividades de perforación es incorrecto. ¿Verdad?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, sí, pero tiene una, tiene una lógica. Lo que sucede es que es un sólo estudio. Se está considerando como un sólo estudio que se llevaría a cabo, es una evaluación de recursos y es un estudio que se hace previo a la perforación y luego se da posterior a la perforación. Y lo nombraron nada más de una forma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero es incorrecto.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Ajá. Exacto. Previo a la perforación serían recursos y posterior ya serían.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, en dado caso si es posterior, serían recursos contingentes. No prospectivos.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Lo quisimos dejar con ese nombre para no dar la impresión de que iba a ser un estudio adicional.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero es incorrecto. O sea, si ya se perforó el pozo y se encontró hidrocarburo serían recursos contingentes, dado que todavía no se asumiría como reservas. Entonces, digo, no hay que dejarlo así porque lo puso. O sea, es incorrecto. El concepto es incorrecto. Sería recursos contingentes, en dado caso. O sea, es por definición ¿sí? O sea, sobre todo si ya se siguieron todos esos pasos. Si se encontró hidrocarburo, si se hicieron análisis de los PVT, que quiere decir que ya se encontró hidrocarburo, pruebas de integridad de pozo, curvas de variación de presión, pruebas de producción, quiere decir que ya hubo producción y evaluación de recursos prospectivos, es como si no hubiéramos encontrado todavía. O sea, todavía no hubiéramos perforado. Entonces es recursos contingentes, en dado caso. Y lo último y ahí sí es una observación, es el 5, en la lámina 5. El objetivo de la modificación volvemos no es evaluar el potencial de los campos, ni la perforación de 3 prospectos, aquí no estamos en los prospectos, aquí es, en dado caso sería un delimitador, o sea, la modificación del Programa de Evaluación, ya estamos en la etapa de la caracterización y delimitación del yacimiento. Entonces, en dado caso, vamos a perforar, van a perforar aquí delimitadores. O sea, ya no están en la etapa de perforar prospectos. Entonces, yo creo que tampoco el objetivo de la modificación del Programa de Evaluación son esos. O sea, eso será de exploración, los objetivos de la exploración, pero en la etapa que estamos y de un Programa de Evaluación, no es la perforación de hasta 3 prospectos. Eso es del Plan de Exploración.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, quisimos nada más resumir, a lo mejor con las palabras inadecuadas, de cuál es el objetivo que viene plasmado, digamos, porque en el Programa de Evaluación pues sí tenemos el objetivo que, si



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

quieren se los leo. El objetivo del Programa de Evaluación consiste en la caracterización y delimitación de las áreas correspondientes a los campos Pame, Patriota y Anona mediante la perforación de los pozos delimitadores Pame-106DEL.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ese es el objetivo. Y de la modificación, o sea, el objetivo de la modificación sería relocalizar el pozo delimitador Pame.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Ajá. Y recalendarizar las actividades.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, doctora. Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Quiero que por favor pongan la lámina 8 y hacer énfasis que esa lámina es muy importante porque plantea todas las actividades que se van a hacer en el campo y por lo tanto tienen que tener congruencia, tienen que ir en la forma tal que sean lógicas. Entonces, por ejemplo, aquí se plantea —voy a tomar aquí el mouse— se plantea que el pozo Pame-106DEL se termina de perforar y se termina en enero ¿Sí? y en ese mismo enero empezamos con análisis de propiedades fisicoquímicas, con análisis de núcleos y después tenemos una toma de curva de variación de presión. Y aquí, hace rato se comentó perdón, perdón, es PVT. La toma de curva de presión es en febrero. Pero al mismo tiempo en febrero, se hace una prueba de producción de alcance extendido. A ver, aquí hay una cuestión de concepto. Las curvas, no se llaman curvas de variación de presión, se llaman pruebas de presión-producción, no se mide la producción o no se mide la presión de una forma diferente, se miden el cambio los dos. Pero bueno, hace rato se comentaba que hay todo este tiempo para hacer una prueba de alcance extendido y realmente no hay la posibilidad de definir tiempos hasta que no se termine el pozo y con la parte inicial de la curva de variación de presión de incremento y decremento se pueda tener una idea de cómo es la permeabilidad, la porosidad, la compresibilidad de la formación y de los fluidos. Entonces, en ese momento se puede



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hacer un pronóstico, pero realmente esos pronósticos se van viendo en campo y en la medida de que pasamos del flujo transitorio al flujo transitorio tardío al flujo pseudo estacionario es cuando termina la prueba de alcance extendido, pero además, la prueba de alcance extendido puede seguir porque el balance de materia que es una técnica que utilizamos para analizar los yacimientos, pues nos sigue dando información del pozo.

Pero aquí lo raro, es que veo que hay una prueba de integridad de pozos y esa prueba de integridad de pozos, pues se realiza antes de empezar a hacer cualquier operación y la prueba de integridad, no sé a qué es a lo que le llaman prueba de integridad, a lo mejor esa es la pregunta ¿a qué le llaman prueba de integridad? Porque si la prueba de integridad es ver la sedimentación, si la prueba de integridad es someter a presión al pozo a ver si no hay fugas, eso se hace antes de las pruebas de producción, de alcance extendido, a las pruebas de presión producción. Entonces, no sé específicamente a qué se deba eso, más bien ¿qué significa prueba de integridad de pozos? A lo mejor tiene una acepción diferente. Pero integridad de pozos es como dicen los Lineamientos de perforación de pozos, es la integridad, es que el pozo sea capaz de mantener los fluidos aislados de las formaciones en todo el pozo. Entonces, a mí me llama la atención.

Este, el otro asunto es que hay una construcción de una planta de acondicionamiento y la prueba de producción de alcance extendido la empiezan antes que entonces, bueno, cuando empezamos a producir y no tenemos —no sé cuál sea el efecto de la planta de acondicionamiento— pero si no hay planta de acondicionamiento, quiere decir que aquí algunos recursos van a tener que el gas, a lo mejor, quemarse, no sé, el aceite, a lo mejor, tenga algún problema. La otra pregunta, entonces, sería ¿y la planta de acondicionamiento qué acondiciona? ¿Qué es lo que hace? O sea, dos preguntas fundamentales. Prueba de integridad de pozos ¿por qué está aquí y la construcción de la planta de acondicionamiento acá? ¿y si la planta de acondicionamiento no tendría que estar antes de comenzar la prueba de producción de alcance extendido? No lo sé. ¿Qué van a acondicionar?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Bueno, respecto de la primera. Efectivamente, la prueba de integridad tiene que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ver con que el pozo haya quedado de manera íntegra, previo a iniciar la fase de la prueba de producción para la.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces tendrían que hacerlo antes de que empiecen con todas las pruebas.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces ahí hay un error ¿no?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Exacto. Y lo de la planta de acondicionamiento es para tener flexibilidad operativa de la derivación de los hidrocarburos. Hay que recordar que estos campos tienen producción actual, entonces ya está fluyendo, digamos, la producción hacia instalaciones que son capaces de manejar esta infraestructura, esta producción, perdón. Entonces, construir esta planta es solamente para tener mejor flexibilidad operativa para manejar ahora la producción que pudiera venir de la prueba de producción. Por eso es que de inicio no se requiere, porque ya se tiene actualmente infraestructura capaz de recolectar producción.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero al mismo tiempo que están haciendo la prueba de alcance extendido, están haciendo la construcción de la planta de acondicionamiento. Es decir, construcción. Es que la palabra dice construcción, no dice modificación de la planta de acondicionamiento. Entonces no sé.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, es que ahorita los, la infraestructura que tiene, o la infraestructura a la que lleva la producción en este contrato no es infraestructura del contratista, es infraestructura de Petróleos Mexicanos. Deriva, digamos, toda esa producción hacia allá. Entonces, lo que ellos harían ya sería empezar a construir su propia infraestructura. Sin embargo, pueden.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está bien. Entonces, lo que habría que checar es que esta prueba de alcance extendido no se vea afectada por la planta de acondicionamiento, si no esta prueba va a resultar fallida, porque no va a alcanzar a llegar al flujo pseudo estacionario, que es el que finalmente nos da el volumen poroso, el que nos da el alcance o el tamaño del yacimiento. Habría que checar nada más. Y esto de la integridad, pues mandarlo para acá atrás. No sé.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Al mes previo, sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que creo que es la primera vez que tenemos una prueba de integridad de pozos dentro de un cronograma de actividades, porque eso está inmerso acá en la perforación y terminación del pozo. Y ahora quisieron ser así, como que muy explícitos. Gracias.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Tenemos la información que nos preguntaba la doctora.

INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No es específica sobre el tiempo de la duración de las pruebas de producción, pero conforme al análisis digamos del Programa de Evaluación que todavía tenemos vigente al día de hoy, los objetivos establecidos fueron: Validar la consistencia del gasto de producción en periodos más extensos, detectar o confirmar la existencia de fallas, fracturas naturales o inducidas y su conectividad entre ellas, presentan otro objetivo, que se relaciona con que muchos de los pozos de la región producen a través de fracturas o fallas dominados por regímenes de flujo distintas a las tradicionales, de lo que buscan también es caracterizar el régimen de flujo a través de discontinuidades y determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en un horizonte de tiempo mayor.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. En la lámina 11, una pregunta. Tienen que en el escenario base, la inversión que tenían planeada era de 9.4 y ahora es 9.1. Mi pregunta es ¿si tenemos la información de cuánto ejercieron en 2019?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Hasta el momento en el Fondo Mexicano del Petróleo han registrado durante todo el 2019, 180 mil dólares el contratista. Faltará una porción por registrar correspondiente al 2019, pero sí, en lo que llevan en ese sentido...

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy parecida la diferencia que hay entre el escenario base nuevo ¿no? Y el anterior.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ese, ese que básicamente es igual ¿Sí? Está bien. ¿Algún otro comentario, Comisionados? De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.13.001/2020**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., con relación al Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.

### **ACUERDO CNH.E.13.001/2020**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, 38, fracciones I y III, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracciones X y XI 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 Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## **II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.**

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

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

"MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias. Bueno, traemos ahora la modificación, pero en este caso es de un Plan de Exploración, justamente de esta empresa denominada Bloque 12, S. A. de C. V., de un contrato asociado justamente a la Ronda 2 licitación tres. Entonces, si avanzamos vemos, pues de nuevo el fundamento legal que asiste a este proceso. Ese es prácticamente el mismo, solamente las cláusulas del contrato cambian porque nos estamos refiriendo al Plan de Exploración y no al Programa de Evaluación, pero es análogo al anterior. Si vemos en el mapa que tenemos a la derecha, donde estamos localizados, es este bloque que está con color rojo en donde están las operaciones. Vemos que cercano al área solamente tenemos otros contratos de la Ronda 2.3 también. No obstante, solamente contiguo hay otro bloque y algunas áreas de exploración de Pemex que se encuentran más hacia el Oriente. Entonces, es un área pues digamos está siendo explorada, pero no tiene mucha exploración, digamos, previa. Entonces, si avanzamos vemos justamente cómo avanzamos en este trámite. Recibimos el Plan de Exploración, prácticamente, a finales del año pasado, hicimos una prevención, tuvimos la respuesta a la misma e integramos la información, de manera que el mes pasado tuvimos ya la información completa para realizar el dictamen y traerlo a sesión aquí para ponerlo a consideración de ustedes.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ahora, para ubicarnos específicamente, estamos en las cuencas del sureste como veíamos y aproximadamente a unos 75 kilómetros al suroeste de Coatzacoalcos, del puerto de Coatzacoalcos, en Veracruz aquí lo vemos en el mapa. Y lo que hacemos ya aquí con este mapa es mostrarles la información además sísmica de antecedente que existe en el área. Hay bastante información bidimensional, distintos levantamientos que se han realizado en el área a lo largo de la historia. Hay tres pozos exploratorios que se perforaron en el área de manera previa. Todos ellos son pozos que se llevaron a cabo al final de la década de los 60's y todos ellos fueron desafortunadamente improductivos, invadidos de agua salada. Entonces no ha habido ningún éxito exploratorio en esta zona y justamente esto es lo relevante de este Plan de Exploración, que están retomando o se está retomando la exploración en este sitio. Entonces, si avanzamos vemos que nos encontramos dentro de la parte de Evaluación del Potencial, avanzar a la posible incorporación de reservas, en el caso de éxito de los pozos que se plantean. Aquí el objetivo de la modificación del Plan de Exploración sí es, por supuesto, incorporar una nueva perforación a lo que se tenía aprobado, se tenían aprobados 2 pozos exploratorios. Ahora se está incorporando una nueva perforación, es el objetivo. Y también aquí, pues es recordar que tenemos un compromiso contractual que denota 2 mil 700 unidades de trabajo como el programa mínimo y sí hubo un incremento en la licitación de 11 mil 600 unidades de trabajo, por lo que el contratista tendrá que cubrir 14 mil 300 unidades de trabajo como parte de su compromiso. Entonces, aquí las actividades las vamos a ver reflejadas en este cronograma. Vemos que todo está asociado con la perforación de pozos, porque eso es parte de lo que se está realizando. Entonces, viene toda la parte de la preparación de las vías de acceso y todo lo que tiene que ver con las características superficiales para llevar a cabo estas actividades, el transporte. Estos nombres que aparecen aquí son los nombres genéricos de las actividades. No significaría transporte marítimo, sabemos que estamos en tierra, pero es el nombre genérico de la actividad. Entonces, se estaría movilizando el equipo de perforación, para empezar la perforación en abril del Prospecto 3, después en junio del Prospecto 2 y en agosto del Prospecto 1. También se llevarán a cabo pruebas de formación y, bueno, el correspondiente suministro de materiales y la terminación de los pozos que evidentemente van encadenados



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

con la perforación de estos pozos. De manera tal, que en este año el contratista pretende perforar los 3 pozos exploratorios que está poniendo como compromiso en su Plan de Exploración, donde esta modificación del Plan de Exploración, aquí no hay escenarios, esta es la única opción que tiene el contratista para materializar.

Si avanzamos, entonces, vemos cuáles son los motivos que han traído a esta modificación del Plan de Exploración. Por un lado, mejor entendimiento con la información que se incorporó del subsuelo. Aquí también incorporaron más información, reprocesaron la información que tenían inicialmente, con lo que entonces tuvieron un mejor entendimiento de los datos del subsuelo. Sobre todo, con la información de integración de datos de pozos.

Aquí están los 3 prospectos que referíamos el Prospecto 1, el Prospecto 2 y el Prospecto 3 que se encuentran en el área. Reprocesaron también sísmica bidimensional, como les decía y hubo un mejor entendimiento del sistema petrolero. Ahorita vamos a ver en los objetivos de los pozos, hubo un cambio. Los objetivos previos de los pozos iban a *plays* del Oligoceno y del Eoceno. Actualmente, el *play* que se va a investigar es el Mioceno. Entonces, eso justamente derivó de estos estudios del subsuelo que hicieron que hubiera un cambio en la estrategia exploratoria hacia la perforación de pozos. Entonces, se confirma —como les decía— la mejor estrategia es el *play* con mejores posibilidades que es el Mioceno y entonces hay la modificación de actividades para perforar un pozo adicional. Dado que, con los 2 pozos previos que tenían, si se quedaran solamente con ellos no iban a alcanzar el Programa Mínimo de Trabajo o cumplir las unidades de trabajo porque estaba considerada la adquisición de sísmica tridimensional. No obstante, ya no se está considerando en este momento la adquisición, por lo que entonces tienen que cubrirlo de alguna otra manera y es con la perforación de un nuevo pozo. Entonces, vamos a ver cuáles son algunos de los detalles de estos 3 prospectos.

Como les decía, los prospectos tienen como objetivo —los tres— el Mioceno Inferior, estamos hablando de una elevación del terreno muy corta, es de 17 metros. La profundidad, son pozos relativamente someros, del orden de mil 622 metros, éste del Prospecto 1. El tipo de hidrocarburo que se espera encontrar es



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

aceite ligero y estamos hablando de cerca de 40 millones de recurso prospectivo, a la media sin riesgo, una probabilidad geológica baja, justamente por los antecedentes que se tienen del área, no hay éxito todavía. Entonces, estos serían unos pozos. En este caso, esta es la trayectoria que ahora se considera vertical, van a buscar justamente un flanco de una estructura anticlinal que se supone que hay estructuras heredadas aquí por la tectónica transpresiva de las cuencas del sureste. Se desarrollan algunos anticlinales, entonces van a buscar justamente en este caso, del Prospecto 1, es una trampa de tipo estructural, que van justamente a buscar parte de la zona del anticlinal. Eso sería para el Prospecto 1 y como les refería es para el Mioceno Inferior.

En el caso del Prospecto 2 y el Prospecto 3, el concepto es un poco distinto, aquí las trampas están más enfocadas a la porción estratigráfica, son trampas de tipo estratigráfico, también son pozos, este en este caso es muy somero, el Prospecto 2, en el orden de mil 122 metros, también se espera pues lo mismo, aceite ligero, la probabilidad geológica también está en el orden de 17%. Aquí los recursos son de 26 millones, aproximadamente y van a buscar justamente uno de los flancos donde termina esa parte del anticlinal, pero más asociado con los cuerpos arenosos del Mioceno Inferior. Y si vemos ahora lo del Prospecto 3, el Prospecto 3 también está enfocado al Mioceno Inferior, también en un rango de profundidad muy similar, mil 422 metros, está buscando también unos cuerpos arenosos que observan ellos en la información sísmica bidimensional. Actualmente, tienen considerada la perforación del pozo como un pozo vertical, también esperarían aceite ligero en esta zona y la probabilidad de éxito está en el orden del 15%, los recursos son un poquito más bajos, del orden de 23 millones de barriles de crudo equivalente en esta zona. Entonces, con estos tres pozos o estos tres prospectos que piensan investigar es con lo que le darían vida a este Plan de Exploración y a la consecuente modificación que estamos viendo ahora.

Entonces, vemos ahora cómo en esta nueva contabilidad de unidades, cómo se daría cumplimiento al compromiso de trabajo. Vemos aquí las actividades que contabilizan unidades, por supuesto, que son los registros, la adquisición de muestras, el análisis de las muestras que toman, las presiones y la perforación de los pozos. De manera que el desglose de esos tres pozos nos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

llevan a 16 mil 559.8 unidades, que son las que superan el compromiso de trabajo que están o que tienen ellos que cubrir en la parte del escenario, perdón, en el periodo inicial de exploración que es de 14 mil 300 unidades, como vemos aquí pues rebasan eso con las actividades que están planteando.

Ahora, si vamos a la siguiente, vemos cómo está la inversión. La inversión está para este año, como vemos, toda la actividad está concentrada nada más en este año. Lo que se espera erogar son cerca de 11.6 millones de dólares. Esto es lo que teníamos vigente, perdón, para este año, 11.6 millones de dólares y lo que se espera para este nuevo Plan de Exploración serían 17.2 millones de dólares, aproximadamente. Por supuesto que la perforación de pozos lleva a la mano, en cuanto a la distribución de la inversión, porque es la mayor actividad que se está realizando al amparo de este Plan de Exploración.

Entonces, como conclusiones tenemos que, pues las actividades que ha realizado el operador particularmente, si avanzamos, el análisis y el reproceso de la información del subsuelo que adquirió, le permitió avanzar en la etapa exploratoria para consolidar la cartera de prospectos y ahora poder incorporar un nuevo prospecto. Entonces, derivado de ese mejor entendimiento, sobre todo del sistema petrolero, hubo un cambio en la estrategia de los *plays* a perforar, y ahora están buscando el *play* del Mioceno que es justamente el que investigaron los pozos previos que hubo hace casi 50 años, para cumplir con las unidades de trabajo, por supuesto, del contrato. En caso de tener éxito, que ojalá que así sea, pues es muy relevante, porque serían los primeros pozos exitosos del área. Entonces, pues ojalá sean exitosos y pues eso abriría unas buenas perspectivas dentro de esta zona.

Si avanzamos, entonces, lo que observamos es que el Plan de Exploración se advierte técnicamente factible toda vez que estas actividades que plantean a través de la modificación de este Plan de Exploración pues, por supuesto, que van a permitir evaluar el potencial petrolero en el área y, eventualmente, incorporar reservas en caso de éxito. Por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión la aprobación de la Modificación del Plan de Exploración del contratista Operadora Bloque 12, S. A. de C. V., para el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017. Es todo de mi parte.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, maestro Hernández. Comisionados ¿algún comentario? Doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo nada más tengo una, es duda. El cronograma que nos presentaron, nada más nos están presentando la etapa, la actividad de perforación. ¿Hay más actividades?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- No, ya todas las actividades las han realizado y lo que les resta para este año es estas actividades nada más.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces, si lo observamos, me llama la atención que la primera actividad, bueno, relacionada con lo de perforación —es subactividad creo— es la preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización y esa actividad termina hasta diciembre. Pero, bueno, sin embargo, la terminación de los pozos terminan en septiembre. O sea, digo, es duda sincera. O sea, la preparación de las áreas yo las concibo antes de ¿qué van a hacer los últimos tres meses en la preparación de las áreas y vías de acceso? O sea, digo, por eso decía que si había otras actividades. Porque si no, aparentemente, el Plan debería de terminar en septiembre, según el cronograma.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Lo que nos comentaban justamente, platicando con el operador, en las reuniones de trabajo, justamente les cuestionábamos un poco eso. Entonces, lo que ellos nos decían es que, si bien están avanzando bien en las gestiones con las comunidades y los dueños de la tierra, quisieron dejar la actividad inscrita por todo lo que le resta del periodo exploratorio por si tuvieran que hacer algún ajuste en su cronograma para la perforación de los pozos, pero eso es de alguna manera como preventivo. No quisieron acotarlo pues para que, si no, por alguna razón no lo llevaran a cabo en el mes preciso que les tocaba, pues que eso no fuera motivo de alguna modificación. Entonces, es solo flexibilidad que tienen.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok,  
muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Adelante, Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Primero  
que nada, desearles que ojalá tengan éxito porque son pozos  
bastante someros y si logran tener éxito comercial, entonces muy  
rápidamente podría desarrollarse esta área y tener producción  
temprana para el país. De las actividades que tenemos aquí en el  
cronograma, parte es hacer la vía de acceso y las peras o la pera,  
no sé cómo vayan a perforar los diferentes pozos, pero al parecer  
cada uno va a tener una pera, porque son pozos verticales. Pero  
después también hay que hacer toda la infraestructura para  
poder, en el caso de ser comercialmente atractivos, pues todas las  
líneas de producción que vienen más adelante y hasta aquí  
termina mi comentario acerca de esto, pero me gustaría hacer un  
comentario acerca del Programa Mínimo de Trabajo. En este caso,  
el Programa Mínimo de Trabajo es sobrepasado muy  
favorablemente por la empresa, por CARSO y la verdad es que eso  
nos da mucho gusto. Pero el Programa Mínimo de Trabajo  
finalmente es un concepto que nos permite asegurar que se  
hagan los trabajos necesarios dentro de las áreas contractuales de  
tal forma que los recursos prospectivos que pudieran localizarse  
se hagan en la forma óptima. En este caso, el área contractual pide  
más, por eso es que estamos el día de hoy sumando un pozo, está  
pidiendo más de lo que se había previsto. Pero también puede  
haber casos en que los Programas Mínimo de Trabajo requieran  
menos y ahí es cuando de repente decimos no, pues es que tienen  
con qué ir con todo. Bueno, es una cuestión de concepto y desde  
el punto de vista del concepto de ingeniería, pues no hay ningún  
problema de que el Programa Mínimo de Trabajo vaya arriba o  
vaya abajo, desde el punto de vista contractual, sí. Entonces desde  
el punto de vista contractual, aquí el que ellos incrementen su  
programa mínimo de trabajo pues no tiene ninguna repercusión  
legal, al contrario, lo dije hace rato, pues lo aplaudimos. Yo hasta  
ahí lo dejo, nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Adelante, Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Justo en ese tema. ¿Podrían poner la creo que fue la 11? Porque no sé si no vi bien o justo en el tema de unidades. Es que el total de unidades dice 16, 5, 5, 9 y no sé si es un error.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Es un error.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, ok. Lo vi mal. Porque con el comentario del Comisionado Martínez y lo que yo había visto no me cuadraba.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, ahí debería decir 14 mil 300, lo que pasa es que trasladamos el total, debería decir 14 mil 300. Sería la suma contractual, digamos.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Lo dijiste, pero yo vi la lámina, dije bueno, al final lo preguntamos. Listo, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y un error de dedo ahí, también. En 16 y la suma.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, son 14, no 16.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno. ¿Algún otro comentario? De no haber más comentarios, solicito al Secretario Ejecutivo de lectura a la Propuesta de Acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.13.002/2020**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

### **ACUERDO CNH.E.13.002/2020**

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, y XXVII, y 38 fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 Exploración presentado por Operadora Bloque 12, S.A. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L03-CS-04/2017.

#### **II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Ameyali-1EXP.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Ricardo Basurto Ortiz, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.-Muchas gracias. Muy buenas tardes a todos. Efectivamente, traemos a su consideración los elementos técnicos para la solicitud de autorización para la

Órgano de Gobierno

Décima Tercera Sesión Extraordinaria

5 de marzo de 2020



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Ameyali-1EXP. El fundamento legal es el que aparece en esta lámina y es el que se relaciona con el proceso por el cual estamos aquí presentando este pozo. La siguiente, por favor. Es una línea de tiempo relacionado con el proceso DE atención a la solicitud de autorización en el que se observa que de los 45 días que tiene la Comisión para resolver sobre esta solicitud de autorización, se han ocupado 36 y de los 5 que tiene el operador para atender las prevenciones, fue requerido 3 días adicionales y por eso se observan 8 días. La siguiente, por favor. Me gustaría hacer un zoom en la parte superior derecha de la pantalla. Es el mapa de localización de la perforación, para la perforación del pozo Ameyali-1EXP y se encuentra dentro de un área contractual que está marcada en dos polígonos amarillos, los cuales se distribuyen, bueno, el primero, muy cercano con la frontera marítima con Estados Unidos y el segundo, hacia la parte sur de un bloque que está en *farm out* con Pemex y BHP, que sería en el área de Trión y se puede ver que Ameyali está en la parte central del bloque que estamos denominando muy cercano a la posición del campo Doctus. Como podemos observar, el pozo tiene pozos de correlación cercanos: Ambus-1, aunque no fue exitoso, permite la correlación de los elementos geológicos Vasto-1001, como ya se había mencionado, Doctus-1. Estos pozos están —Doctus y Ambus— a cerca de 10 kilómetros de distancia y Vasto-1001, cerca de 25 kilómetros. Si regresamos a los datos generales, por favor.

Como ya habíamos mencionado, este pozo pertenece a un contrato de la licitación RL 1.4, y es del área 1 del Cinturón Plegado Perdido. Es un pozo que se clasificaría como pozo exploratorio en un nuevo campo y dentro del Plan de Exploración, este es el primer pozo a ser perforado, considerando como un escenario base, en el sentido de que para cualquier escenario operativo que manifestó el operador petrolero, éste es el primer pozo que se debe de perforar y posteriormente se toma decisiones sobre cualquier otro prospecto. Es un pozo de aguas ultra profundas por estar en un tirante de aguas superior a los mil 500 metros, tiene objetivos en una secuencia de areniscas de la formación Wilcox que se distribuye en el Paleoceno y el Eoceno y que tiene un espesor aproximado de 700 metros. Esto significa que toda la distribución de posibles arenas pueden estar en este espesor a partir de los cinco mil 375 metros. Para esto las condiciones de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

presión y temperatura, se clasificaría como un pozo de temperatura normal, 87 grados centígrados y de alta presión, refiriéndose a que tenemos más de 10 mil libras sobre pulgadas cuadradas. Se espera un aceite ligero de 39 grados API, tomado directamente por correlación del campo Doctus, se perforaría el pozo de manera vertical y alcanzaría una profundidad de 6 mil 146 metros verticales bajo el nivel del mar. Para esto se tiene un programa de 84 días de ejecución, en el cual se tendrían 75 días para la perforación y destinados 9 días para el abandono. En esta parte no hablamos de terminación del pozo puesto que, dada la naturaleza del proyecto, no se harían pruebas de producción, sino se evaluarían los intervalos a partir de muestras de fluidos, tomas de registros geofísicos y algunas muestras de roca. Los costos que se están programando son de 109 millones de dólares, casi 110 millones de dólares: 100 millones de dólares para la perforación y cerca de 10 millones para el abandono. Se ocuparía un equipo de perforación que sería de séptima generación, es el barco perforador Rowan Renaissance, que tiene capacidades de operar en tirantes de agua de hasta tres mil 675 y profundidades de hasta 12 mil metros. Además, cuenta con un equipo de preventores de 15 mil libras sobre pulgada cuadrada, que bueno, considerando las condiciones de presión que ya hemos mencionado, pues estaría adecuado para las operaciones. Finalmente, el recurso que se está asociando a este prospecto son mil 318 millones de barriles con una probabilidad de éxito del 58%. Aquí hacemos referencia, aquí esta volumetría hace referencia al volumen in situ ¿no? La que sigue, por favor.

En esta lámina presentamos la trampa. Es una trampa de tipo combinada y lo que se puede ver en el diagrama de la derecha es precisamente la extensión que está marcando el operador petrolero dada su interpretación. Con las líneas punteadas negras, como vemos, aún en el mapa se puede observar la distribución del área contractual está sobrepasando los límites del área contractual y tiene vecindad con el campo Doctus. Estructuralmente, esta trampa estaría en una posición más alta en relación con Doctus y lo que podemos ver en la línea sísmica es una línea de correlación entre Ambus, Ameyali y Doctus, en lo que se puede observar la condición de la sala en los intervalos caóticos que se ven en la información sísmica, pues permite, además de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

establecer cierta correlación, los límites entre uno y otro prospecto ¿no? La que sigue, por favor.

Este es el diseño del pozo, en el cual para establecer dicho diseño se hicieron correlaciones a través de los pozos, se estableció una columna geológica a través de esa misma información y las condiciones de yacimiento, básicamente, se obtuvieron del descubrimiento de Doctus. Además, se tiene un diseño de la ventana operativa que se muestra en el diagrama central a través de correlaciones petrofísicas, fue calibrado por pruebas de goteo en los pozos de correlación y todos los eventos que se mostraron durante dichos pozos. De ello se realiza un estudio geomecánico, el cual se ve consistente con la columna lito estratigráfica que está marcando en el diagrama izquierdo y el mismo diseño también presenta consistencia. Aquí cabe resaltar que el diseño del pozo se está considerando un intervalo de sal alóctona de cerca mil 900 metros de espesor, para lo cual pues se tienen destinadas entrar con una tubería superficial, primero una tubería de revestimiento intermedia para atravesar gran parte del intervalo de sal, con ciertas contingencias establecidas por el asunto de tener algunas impurezas dentro de la sal y salir de la sal con una tubería de 11 7/8. Entonces eso permitiría alcanzar el objetivo geológico, poder evaluar el agujero descubierto, que sería un agujero de 10 5/8 de pulgada. Con ello estamos viendo, y además con la información que remitió el operador, que se están cumpliendo con los requisitos establecidos tanto en el artículo 27, en el 28 de los Lineamientos y sus anexos 3 y 5. Y con ello concluimos lo que se presenta en la siguiente lámina.

Lo primero es que es el primer pozo a perforar por este operador petrolero, China Offshore en México, y el operador mostró tener experiencia en la perforación de pozos con objetivos subsalinos y que presentan características similares a lo que estamos presentando en esta sesión. Además, es el primer pozo a perforar de dos posibles considerados en el Plan de Exploración. Y está considerado tanto en el Plan de Exploración aprobado inicialmente, como en su modificación, la cual fue sometida a este Órgano de Gobierno el 20 de febrero de este año. Aquí cabe resaltar que, dada esta modificación, el prospecto Ameyali-1 fue reubicado en su posición geográfica y ahora el operador petrolero está estimando o actualizando sus recursos prospectivos y la probabilidad de éxito geológico. Además observamos, por lo que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ya se comentó, de estar muy cercano al límite norte del área contractual y teniendo un área de asignación de Pemex, pues en caso de que se tengan los elementos suficientes con los que se permita inferir la presencia de un yacimiento compartido, pues se tendría que establecer o se tendría que aludir al procedimiento que se establece en la cláusula 9.1 del contrato y en lo que se establezca en la normativa aplicable. Sería todo de mi parte.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Ingeniero Basurto. Doctor Moreira. ¿No? Ah, pensé que había señalado. No, pues primero que encuentren ¿no? No sé. Ya se nos están yendo al compartido. ¿Algún comentario? ¿No? ¿Doctora? Sí, adelante, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se ve mucho muy interesante, o sea, son mil 300 millones de barriles con una posibilidad de éxito de ¿qué? Casi 60%. O sea, se ve sumamente interesante y sumamente positivo que está en la zona esta que va hasta Trión. Entonces es realmente una buena noticia.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- En julio sabríamos más o menos. Si sí hay. De no haber más comentarios. Sí, sí. Adelante, adelante Comisionado.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Uno general. El pozo Doctus más o menos es el mismo costeo ¿verdad? Son como el orden de noventa y tantos millones de dólares lo cual corrobora muy bien con lo que están planteando aquí. Entonces, Pemex está teniendo los mismos costos que esta compañía China, porque bueno, es el primer comentario general. Si podemos regresar a la lámina 6, en donde se puede observar la cantidad de sal, mil 900 metros de sal, y lo que se observa es que la densidad de lodo cuando se entra a la zona de sal, pues no la modifica, la modifican como 200 metros más abajo.

Y después ponen una tubería de, asientan una tubería derevestimiento, antes de que pasen toda la sal. ¿Por qué son estas cosas? ¿Por qué no incrementan las densidades de acá arriba? Aquí no tenemos problema de aparición de formaciones, es más, aparición de formaciones ahora no existe. Aunque se pinte ahí o se dibuje, esto no existe, porque no hay flujo de la sal hacia el pozo. Pero tenemos un gran problema, que es que la sal es muy



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

plástica. Entonces, si no le ponemos suficiente densidad, aplasta la tubería, o sea, cierra el pozo. Entonces, la primera pregunta es esta, repito ¿por qué no desde que entran suben la densidad si no lo hacen, pues casi 200 metros abajo? Y si tienen todo el control de esta parte de la sal ¿por qué tienen que cementar una tubería otra vez como 300 metros antes de que pase la sal? O sea, yo supondría que 30 metros, por la cuestión de la incertidumbre ¿no? Pero ¿300 metros para arriba? Y allá arriba también 200 metros más abajo incrementar la densidad de lodo ¿Cuáles son las razones técnicas que ellos plantean? Digo, porque esto tiene que ver con integridad ¿no?

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí. Lo primero es que, de acuerdo con el modelo geomecánico, la presión de colapso permitiría continuar con esta misma densidad de lodo a una profundidad, la que consideró el operador, por debajo de la cima de la sal. Ahora, la cantidad de columna lito estratigráfica que se tiene previo, podría generar condiciones de no tener el suficiente gradiente de fractura a profundidades, incluso, menores o que se tenga que aislar algún evento que se pueda encontrar.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces, por eso es que aquí cimientan la tubería.

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- E incluso tienen una tubería de contingencia por encima de la sal, que es la de 28 pulgadas.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Cuando cimientan la de 22 es cuando pueden aumentar la densidad.

INGENIERO RICARDO BASURTO ORTIZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y abajo, ¿por qué esto? ¿Por qué a la tubería esta de 14 pulgadas antes de pasar la sal?

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- Aquí no debemos olvidar que la masa salina, independientemente de que tiene otras propiedades estratigráficas que mencionaba el





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Comisionado, de alguna manera las soldaduras de la sal tienen en su arrastre una serie de materiales adyacentes y tienen posibles zonas de presiones anormales, independientemente de esas características que, además es sabido, no está totalmente compacta, digamos, si es a nitratos. No tienen que estar, tienen una serie de materiales como yeso, cuarzo, fluorestatos, en fin. Y eso ocasiona en muchas ocasiones las malas, las presiones anormales. Entonces, por eso se están tratando de proteger también, con ese tipo de tuberías este, adyacentes digamos al programa inicial y normalmente se recomienda que antes de salir de la sal, se cimente la tubería. Entonces, lo que debería hacer la parte operativa de la compañía, es tomar un registro de SP para asegurarse que está todavía dentro de la sal y poner en ese momento la tubería de revestimiento.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y se hace generalmente a 50 metros, no 300.

INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA, DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN.- 50, 100 metros, normalmente en la parte de arriba. Pero eso es ya la parte, digamos, operacional del —ahora sí que— del operador ¿verdad? Pero esas son las razones por las cuales se hace ese tipo de.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y es lo que, finalmente me da risa el comentario que hacía el Comisionado Presidente, primero habría que encontrar ¿verdad? Pero yo lo que creo es que aquí lo que nos trae en este momento la atención es que tenemos que ver la validación de la integridad del pozo y en las recomendaciones ponen cosas que no tienen que ver con la integridad del pozo. Como es que, a lo mejor, hay que unificar con PEMEX, pues está bien, pero no podría ser una conclusión que pongamos en la resolución. Está bien para nuestra presentación aquí, pero en la resolución tiene que ir directamente enfocada a la integridad del pozo ¿sí? Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, de no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la Propuesta de Acuerdo.”



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.13.003/2020**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la de autorización a China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Ameyali-1EXP.

### **ACUERDO CNH.E.13.003/2020**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracciones I y II de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas ultra profundas Ameyali-1EXP.

#### **II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye a servidores públicos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para que emitan Licencias de uso de muestras físicas en las litotecas de los estados de Hidalgo y Yucatán.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la licenciada Arcenia Viridiana de la Rosa García, de la Unidad Jurídica.

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

"LICENCIADA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA, UNIDAD JURÍDICA.- Hola, buenas tardes Comisionados. En esta ocasión



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

presentaré para su consideración el Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye a servidores públicos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, para que emitan licencias de uso de muestras físicas en las litotecas situadas en los estados de Hidalgo y de Yucatán. Para ello, a continuación, mostraré algunos fundamentos que dan origen al acuerdo que hoy someteré a su consideración. Primeramente, tenemos el segundo párrafo del artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos, el cual prevé que es atribución del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos resguardar, preservar y administrar los núcleos de roca, recortes de perforación y muestras de hidrocarburos que se consideren necesarios para el acervo del conocimiento histórico y prospectivo de la producción de hidrocarburos. Para ello, la CNH tiene la obligación de mantener y desarrollar las litotecas y como bien sabemos, en junio del 2019 se inauguraron las litotecas de Yucatán e Hidalgo. Ahora bien, dicha una vez instauradas las litotecas, para que el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos pudiera realizar sus actividades de administración de información, el 2 de agosto de 2019, se emitieron los lineamientos para el uso y entrega de la información del Centro. Los cuales en su artículo 10 prevén 8 tipos de licencias de uso. Dentro de las cuales se encuentra la Licencia de uso de Muestras Físicas, la cual es objeto del acuerdo que estamos viendo actualmente. Para solicitar este tipo de licencia, el artículo 11 de los lineamientos, prevé que los usuarios podrán solicitar por correo electrónico al de las litotecas y el artículo 11 señala que los usuarios podrán recibir dichas licencias de manera presencial en la Comisión o en las litotecas. Ahora bien, actualmente en nuestra normativa, el artículo 41, fracción 6 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos atribuye a la Dirección General de Administración atender, gestionar y resolver las solicitudes de entrega u obtención de información contenida en el Centro. Por tal motivo, en virtud de que la Directora General de Administración del Centro es la que actualmente emite dichas licencias, por aspectos operativos, se somete el acuerdo mencionado que tiene el siguiente objeto, que es instruir a dos servidores públicos del Centro para que, en adición a la Directora General de Administración del Centro, puedan emitir Licencias de Uso de Muestras Físicas en las sedes de Hidalgo y Yucatán, respectivamente. Lo anterior, con la finalidad de administrar oportunamente la litoteca y asegurar que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

el proceso de emisión y otorgamiento de las licencias previsto en los lineamientos se lleve a cabo bajo los principios de economía, celeridad y eficacia que rigen la actuación administrativa.

Los cargos de los servidores públicos a los cuales se les estaría atribuyendo esta instrucción, tienen el cargo de Director Técnico de Operación de Litoteca Sede en Yucatán y Sede en Hidalgo. Es importante que estas actividades que ellos realizarán, serán previo a validación de la Dirección General de Administración del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, vía correo electrónico. Así que lo someto a su consideración, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. ¿Comentarios Comisionados? Sí, adelante, Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, me parece que lo que hay que enfatizar es que la utilidad de las muestras es muy importante para los operadores en ciertos momentos de la vida de los proyectos. Y fundamentalmente, pues lo que tenemos en nuestras litotecas es una gran cantidad de muestras de Petróleos Mexicanos, que es el 99.99 no sé, del por ciento del total. También hay una visión de muchos de nosotros, la CNH, el mismo Pemex, la Secretaría de Energía, el Fondo, SENER, CONACYT de que tenemos que impulsar proyectos de recuperación secundaria y mejorada. Los proyectos de recuperación secundaria y mejorada requieren el desplazamiento en núcleos en laboratorios. Entonces, dicho todo esto, creo que tenemos que tener, de alguna forma, mucho cuidado con el préstamo de los núcleos a entidades académicas o propios operadores que no tengan el control del yacimiento que puedan destruirlas. O sea, podemos decir que puede haber dos tipos de préstamos: préstamos en donde toma el núcleo y lo regresan tal y como estaba que sería, no tendría mucho problema, pero hay otras pruebas que sí son destructivas. Entonces, ahí creo que tendríamos que tener mucho cuidado que esas pruebas destructivas no fueran a afectar la posibilidad de los proyectos de los operadores. Entonces, cada núcleo le corresponde un operador, porque es fácil entender que el que está operando es el que tendría que tener la prioridad. Entonces, creo que habrá que plantear algo con respecto a las pruebas destructivas y creo que entonces para el caso de pruebas destructivas, sí tendría que venir



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

acá con la maestra Adamelia, o a lo mejor al nivel de la maestra Adamelia. Todo lo demás yo estoy muy de acuerdo, pero pruebas destructivas si pueden afectar la posibilidad de que el operador o los operadores puedan utilizar sus propias muestras para hacer pruebas de desplazamiento de fluidos en el futuro. Porque aquí, actualmente, el planteamiento es que cualquiera puede llegar y pedir las muestras, la Universidad de la Chontalpa o la Universidad Autónoma de México o cualquiera y tiene que pagar o alguna compañía también puede llegar y pedir las ¿no? Sin ningún problema. Entonces, hay que tener cuidado, para que tengamos las prioridades bien claras y yo no vi eso dentro de lo que nos mandaron como antecedente a este acuerdo. Entonces, en conclusión, yo lo que planteo es para pruebas destructivas, habría que analizar cuándo sí y cuándo no. Y es caso por caso, no podríamos tener como que algo genérico. Pero para todo lo demás, me parece que está muy bien este acuerdo, porque sí va a agilizar el que las cosas se puedan dar en forma rápida. Porque otro de los puntos importantes es eso, cuando se quiere hacer un proyecto y si me voy a tardar 20 días o 30 días en que me den un núcleo, pues eso me afecta. Entonces, esto va en ese sentido de bajar los tiempos. Lo otro nada más es cubrir a los proyectos de los operadores, de tal forma que puedan tener los materiales cuando sean necesarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Ramón, ibas a hacer un comentario? Adelante.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Gracias, Presidente. Comisionada, Comisionados, buenas tardes. Haría un par de, me permitiría un par de precisiones al comentario del Comisionado Martínez. La primera de ellas es que, digamos, los requisitos para obtener la licencia no se ven modificados en lo absoluto a través de este acuerdo de instrucción. Todo aquel que busque obtener una licencia del tipo descrito en la presentación, tendrá que cumplir con los requisitos que establecen nuestros lineamientos de uso y entrega de información, que fueron publicados el año pasado. Entonces, eso no se ve modificado en lo absoluto por el acuerdo que se pone a su consideración. El acuerdo únicamente busca, pues hacer más ágil, más eficiente el otorgamiento de las licencias que no las tenga que emitir directamente la Directora General del Centro o la titular del Centro que puede ejercer estas atribuciones,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sino que se pueda delegar o instruir esta atribución a los funcionarios públicos que directamente están en las litotecas, que son los que interactúan con los solicitantes. Pero eso no, de ninguna forma modifica los requisitos con los que deben de cumplir los solicitantes. Esa sería la primera conclusión. La segunda de ellas es que como en toda instrucción, quien delega, quien instruye, retiene la atribución que instruye —valga la redundancia— en este caso.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea lo puede atraer.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Exactamente. En este caso la Directora General del Centro podría, si así se decide, ejercer esa atribución por ella misma, aunque la haya instruido a los servidores públicos que mostraron en pantalla. Incluso la propia titular del Centro podría ejercerla porque el Reglamento Interno de la Comisión faculta a todos los titulares de Unidad a ejercer las atribuciones que tienen sus Directores Generales. Entonces, en ese caso tampoco habría el riesgo, o si es que se ve de esa forma, que alguna autorización que consideremos importante o particular, se otorgue por los servidores públicos a quienes se instruye y que no lleve el visto bueno o que no la vea, digamos, su superior jerárquico, incluso el superior jerárquico de aquél.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto. Está bien.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Un poco para también este asegurar, o que está, digamos de alguna manera, tranquilo el Comisionado Martínez, también en este proceso hay una validación de, en este caso, la Directora del Centro. Entonces, todo va, todo estaría bajo procedimiento ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. Adelante, Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pudieran compartir con nosotros las reglas? O sea, a mí no me



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

preocuparía que hubiera pruebas destructivas, pero tendrían que ser muestras muy pequeñas que no alteren. Entonces, creo que todo eso seguramente está en la normatividad. Nomás estoy solicitando que nos puedan compartir esa normatividad.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y tengo entendido, hay también un punto donde ya no se pueden sacar más muestras.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Exacto, exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- O sea, se puede destruir hasta un porcentaje de lo que se tiene y hay un número finito de muestras que se le pueden hacer a cada núcleo. Es decir, pues hay que circularlo.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Hay pruebas donde requieres destruir la muestra. O sea, si quieres estudiar composición química, pues muchas pruebas requieren cosas donde no va a salir íntegra la prueba. Entonces, yo creo que es importante que digan qué sí y qué no. Cómo conservamos la información y cómo hacemos que la persona que es usuaria también tenga información.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Si les parece, entre la Unidad Jurídica y el Centro les preparamos una nota con las reglas específicas para estos casos y se las hacemos llegar a la brevedad.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la Propuesta de Acuerdo."

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

### **ACUERDO CNH.E.13.004/2020**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, 39 y 40 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 32, 35 y 43 fracción I incisos b) y k) de la Ley de Hidrocarburos, así como 13,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Último párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite el Acuerdo por el que se instruye a servidores públicos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para que emitan Licencias de uso de muestras físicas en las litotecas de los estados de Hidalgo y Yucatán.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:29 horas del día 5 de marzo de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Tercera Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Ferrnando Ruiz Nasta  
Secretario Ejecutivo