



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2021

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:00 horas del día 29 de abril del año 2021, se celebró la Trigésima Primera Sesión Extraordinaria de 2021 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo, 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.

La asistencia de los Comisionados fue a través de medios de comunicación remota, con el fin de atender las medidas derivadas de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19).

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:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado



OAK-TREE

SAF



OAK-TREE

SAF



OAK-TREE

SAF



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca).
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio delimitador en aguas someras Pokche-4DEL.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Informe sobre ratificación de descubrimientos, correspondiente al primer trimestre de 2021.
- III.2 Informe sobre solicitudes para participar en foros y eventos públicos, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.
- III.3 Informe sobre seguimiento de acuerdos y compromisos, al primer trimestre de 2021.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, con su venia, 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:

"DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Buenos días Comisionada, Comisionados. En efecto traemos aquí en esta presentación los elementos para presentarles la modificación al Plan de Exploración de este contrato que diremos B-60 para no leer todo el nombre. Y bueno, como ustedes saben, siempre les presentamos aquí el fundamento jurídico. Y en el mapa que ponemos con rojo vemos cuál es el área contractual a la que nos estamos refiriendo. Es esa área que se encuentra en el golfo de México, en el norte del golfo de México y que tiene solamente como colindancia otro de los contratos de la Ronda 3.1 que también es operado por Premier que justo la semana anterior, si no recuerdo mal, trajimos a Órgano de Gobierno la modificación de ese Plan de Exploración. Entonces es algo prácticamente análogo, ya que el contratista está viendo esto como un proyecto integral.

Entonces vamos a ver algunos detalles más sobre todo de la ubicación. Ya les decía nos encontramos en la parte norte del golfo de México, en particular en la costa de Tamaulipas en el litoral muy cercano, aproximadamente a 2 kilómetros de la costa en la parte



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

central del bloque. La superficie en este bloque es de aproximadamente 392 kilómetros cuadrados y los tirantes de agua pues son muy someros, apenas llegan hasta 60 metros. Como es una modificación al plan, cabe recordar que la aprobación al Plan de Exploración que se encuentra vigente al día de hoy fue el 28 de junio de 2019. Ahí se aprobó su plan originalmente y existían algunos antecedentes exploratorios previo a que el contratista tomara esta área, como estudios sísmicos tanto 2D como 3D, estudios exploratorios y una cobertura de métodos potenciales en el área.

Entonces con esos antecedentes lo que tenemos para la modificación de este Plan de Exploración es que se actualizan los estudios exploratorios que están considerados en el plan, sobre todo la inclusión de un nuevo nivel estratigráfico, en particular la parte del Mesozoico con el Cretácico y el Jurásico. Y también el incremento en el volumen de reprocesamiento sísmico que se tenía considerado en el plan original o en el plan vigente.

Entonces de esa forma esta área dentro de la cadena de valor se encuentra en la fase de evaluación del potencial de hidrocarburos. Esta modificación del Plan de Exploración pues continúa ahí y el objetivo del plan entonces es que el área, como continúa con la evaluación de los plays del Mioceno y del Oligoceno que es lo que originalmente consideraba el plan, y ahora también evaluar el potencial del Cretácico y el Jurásico; porque con las actividades que ha desarrollado el contratista se ha dado cuenta que hay cierta prospectividad sobre esos niveles. ¿Y cómo lo hará? Pues a través del reprocesamiento sísmico 2D que se está incrementando y a través también de estudios exploratorios que vamos a ver ya cómo se están modificando.

Recordar que el Programa Mínimo de Trabajo considera 1,080 unidades en el contrato. Esta modificación del plan, haciendo la contabilidad de las actividades que por supuesto considera unidades de trabajo, llegaría a 1,161 unidades. El plan vigente tiene una contabilidad muy similar: 1,115 unidades. De manera que vemos que en ese tema no hay inconveniente.

Solamente como antecedente es importante nada más dejarles aquí visto cuál es el cronograma. Sí, si vamos a la siguiente. Cuál es el cronograma que se tiene aprobado. Este es el cronograma que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

al día de hoy se tiene aprobado para el área contractual. Como ven ustedes, llegaba hasta 2021. El contratista había supuesto que las actividades llegarían hasta ahí, aunque el periodo inicial de exploración llega hasta 2023. Entonces al incrementar las actividades, en particular estos nuevos objetivos geológicos, pues es menester llevar más tiempo.

Entonces toda esta adquisición, procesamiento de información sísmica y los estudios vamos a ver que se van incrementando. Ahora bien, ¿cómo se compara a nivel solamente estadístico estas actividades? Los estudios exploratorios siguen siendo los mismos en número, aunque el alcance de estos cambia. Entonces para 2021 y 2022 se van a modificar digamos el alcance de estos objetivos de los estudios. Asimismo, el reprocesamiento sísmico se incrementa para realizarlo en este año. El procesamiento sísmico 3D ese ya no se modificó y las inversiones, pues dado que el plan solamente consideraba actividad hasta 2021, se añade la inversión para 2021, 2022 y 2023 por 4.23 millones de dólares adicionales a lo que se tenía considerado en el plan original. Y en la que sigue ustedes van a ver el cronograma actualizado, el cronograma que se propone para esta modificación.

Dejamos ahí con gris todas las actividades que ya fueron realizadas y que o provienen del plan aprobado, que son el reprocesamiento sísmico que ya decíamos 3D y toda la serie de estudios y de interpretación de información estaban enfocados en la parte del Terciario. Como ven, por eso no se modifica el número de estudios, porque el contratista decide mantener el nombre de esos estudios. Simplemente ahora el objetivo se incrementa porque están visualizando también, están trabajando sobre niveles del Jurásico y del Cretácico. Entonces por eso es que aparentemente no hay un cambio en el número, sin embargo, en el objetivo que se tiene pues sí hay un cambio importante.

La parte hasta arriba ustedes ven la zona que cubre el reprocesamiento sísmico 2D para los trimestres dos y tres de este año y los estudios exploratorios estarán llevándose a cabo durante este año y hasta 2023, que es cuando termina el periodo inicial de exploración. Recordar que en este contrato no hay compromiso de perforación de pozo y también el contratista hasta ahora pues no ha encontrado todavía un prospecto para llevar a cabo la perforación de un pozo. En eso se encuentra. Si avanzamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Vemos entonces estas actividades de la modificación del plan. El reprocesamiento sísmico son 243 kilómetros lineales. Los vemos dentro de ese polígono rojo con esas líneas de un color un poco más oscuro. Son esas líneas las que se estarían reprocesando. Y los estudios exploratorios está la interpretación sísmica estructural, la interpretación estratigráfica en secuencias, AVO y algunos otros estudios que ya fueron realizados a nivel de Mioceno y el Oligoceno, pero que ahora se estarían complementando con estos niveles del Cretácico y del Jurásico. Todo eso para esta área contractual.

Ahora bien, lo que les mencionaba hace un momento del Programa Mínimo de Trabajo. Ustedes van a ver aquí en la siguiente diapositiva una tabla en donde vamos desglosando cada una de las actividades y cuáles son las unidades que pudieran acreditar en caso de realizarlas como están planteadas y la suma de todas estas nos da 1,161 unidades de trabajo que, como veíamos, pues cubre las 1,080 que tiene el contrato. De esa manera pues se cubre el requisito de que este Plan de Exploración considere el cubrimiento al menos del Programa Mínimo de Trabajo.

Como ya mencionaba también, pues entonces hay una modificación en la inversión. Lo que ustedes ven en la primera tabla de la izquierda es el Programa de Inversiones vigente del plan que está actualmente que consideraba 10.29 millones de dólares y 1.43 millones para este año. El Programa de Inversiones sujeto a aprobación, que es el que está en la tabla de abajo, pues viene construido con los presupuestos que se han aprobado y en la última columna pusimos el presupuesto o, perdón, la inversión que se estaría considerando para los años 2021 hasta 2023 por 4.23 millones de dólares. Hay unas variaciones en los montos de las subactividades, en particular de general, geofísica y geología de manera natural dado que en general pues al extenderse el periodo se extiende todo lo que tiene que ver con el proyecto y los gastos del mismo. Y geofísica pues ya vimos que hay un incremento en las actividades de procesamiento de información. Y en geología pues también estos estudios que se incrementan durante el tiempo pues caen ahí. Por eso hay estas variaciones.

Vemos el pie. Como no hay pozo, que generalmente es quien se lleva o lo que se lleva la mayor parte de la inversión, aquí está repartido entre general, geología y geofísica la inversión que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estaría dándose de aquí a 2023. Asociado también a esta revisión que hacemos internamente en la Comisión, como ustedes saben, tenemos que verificar con Secretaría de Economía y la ASEA, mandarles el expediente para recoger la opinión de la Secretaría de Economía en temas de contenido nacional y capacitación y transferencia de tecnología. Lo hemos hecho y estamos a la espera de las mismas. Y a la ASEA le mandamos el expediente. En caso de que el contratista deba de hacer algunas gestiones ante esa autoridad, pues tenga el expediente actualizado la ASEA.

Entonces tenemos unos comentarios finales a manera de conclusión. Pues esta modificación tiene como objetivo continuar con la evaluación de la prospectividad a los niveles de los plays del Mioceno y el Plioceno, pero también ahora incluir la evaluación de los plays del Cretácico y el Jurásico mediante las actividades que ya describimos. Se incrementa el reprocesamiento sísmico como lo vimos y la ejecución de las actividades considera tales que se cubre el Programa Mínimo de Trabajo. Y la inversión, como ya les explicaba, aumenta de 2021 a 2023 por 4.23 millones de dólares adicionales a lo que se tenía considerado en el plan original.

De esta manera, entonces la propuesta que tenemos para ustedes es que observamos que la modificación al Plan de Exploración se advierte técnicamente factible toda vez que cumple con la normatividad, además de que las actividades que plantea permiten maximizar el valor estratégico del área. Por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación de la modificación del Plan de Exploración asociado con el contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018 operado Premier Oil México Recursos. Muchas gracias, es lo que tenemos para ustedes Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias maestro Hernández. Comisionada Alma América, preguntas o comentarios.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Solamente para... No sé si lo comentaste al principio Rodrigo. Pero el asunto es... este es el mismo que se aprobó el Programa de Trabajo y Presupuesto hace unas sesiones, ¿verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO.
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No? ¿Es
otro?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO.
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aja. Si podemos ir a la
diapositiva dos. Ahí se observa que el que estamos viendo es el
contrato que está en color rojo y justo al Norte, colindante con el
área contractual, está el área que se llama B-57. Esa fue la
modificación del Plan de Exploración de esa sesión.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces
están haciendo más o menos el mismo, digamos, el mismo tipo de
trabajo. ¿No? Simplemente están cambiando de alcance en
cuanto a los objetivos de los estudios y están yéndose al Mesozoico
en los dos contratos y son de Premier Oil los dos. Ok. O sea, este
exactamente es lo mismo que van a hacer en el anterior que se
tenía considerado. ¿Verdad? O sea, en el que vimos hace un par
de sesiones, la sesión pasada creo o dos sesiones. Ok, era la única
pregunta. Muchísimas gracias. Gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Gracias Comisionada Alma América. Comisionado
Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si quieren ir
por favor a la lámina 16 oculta. Esta lámina que no se presentó para
mí estaba muy clara porque en realidad es una muy buena noticia.
Vean ustedes lo que está en azul, que son las nuevas áreas que
están explorando, comparado con lo que tenían anteriormente
que está en naranja. Entonces en realidad el área a explorar se ha
casi duplicado. Ojalá y tengan mucha suerte, pero creo que esto
es una muy buena noticia este cambio de plan.

El otro comentario que tengo es en la página 12. No, perdonen, la
anterior. Tiene que ser la 11 entonces, perdónenme. Es interesante
ver aquí que están subiendo en 2.8 millones la inversión total.
Entonces están pasando de 10.29, están pasando a algo así como
de 13 millones. No, no, no, no tengo la suma aquí en la mente, pero
sí están llegando casi, casi a 14 millones cuando tenían 10.
Entonces ese es un incremento también muy bueno en función



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de lo anterior. Están yéndose a un nuevo horizonte y están gastando más dinero. Creo que es muy buena noticia este cambio. Muchísimas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Moreira. Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Podríamos poner por favor el Gantt donde están las actividades. Es una pregunta muy semejante a la que hice en la ocasión anterior. Tiene que ver con los pozos que están fuera del área contractual. Ahí está, dice evaluación. Era la anterior, esa. Ahí donde dice estudios exploratorios en el uno, dos, tres. En el quinto rubro habla de la evaluación de post perforación. Pero hay un Gantt, no sé dónde está, en donde se ve.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es la siguiente por favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es la siguiente, ¿verdad? Donde se ve que...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es la siguiente, perdón.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Donde se ve lo anterior y lo nuevo también.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es, ahorita les digo el número, la ocho.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La ocho, es la siguiente.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, ahí se ve, ¿no? Ahí podemos entonces ubicarnos en donde dice estudios exploratorios en evaluación de post perforación, ya me están haciendo el favor ahí de señalarlo. Y se observa que desde 2018 ocuparon dos, cuatro, seis, siete trimestres para evaluar los pozos perforados para el área contractual. Y ahora el planteamiento es que van a evaluar dos, cuatro, cinco trimestres más. Ya está claro



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que pues son objetivos diferentes los que se están analizando en esos pozos. Pero en el mapa yo el único que veo que hay cerca es Repsol. ¿Qué pozos son los que van a analizar y por qué tanto tiempo están utilizando para ese análisis? Porque finalmente les voy a decir cuál es mi inquietud. No se ve que vayan a perforar pozos. ¿Qué va a pasar entonces cuando termine el contrato? ¿Van a entregar todo sin haber perforado un pozo siquiera? Pero bueno, enfoquémonos en la evaluación de post perforación. Podríamos tomar cualquiera de los análisis, pero mi parecer es que si no perforan pozos qué va a pasar con el área contractual.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí doctor. Los pozos están, son pozos digamos dentro de lo más cercano, pues están lejos, son pozos que están en parte sur de Burgos. Son pozos como Mercurio, Nayale, Nejo, Neptuno, que son los pozos más cercanos que corresponden con Burgos digamos. Y luego están los pozos, un pozo que queda al Sur, que son los pozos más cercanos de la parte norte de Cordilleras, que son Taxha, Aritis, Anoma. Y luego están todos los pozos que vienen del tren de Perdido, que son Exploratus, Maximino, PEP, Supremus, Trion-1, Trion-IDEL, Vasto y Vesto. Son todos esos pozos los que están considerando. Algunos de ellos ustedes saben que se liberaron digamos recientemente para que los contratistas pudieran acceder a ellos.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero se requieren 15 meses para analizar eso, siendo que ya estuvieron analizando mucho tiempo en 2018, 2019 y 2020? O sea, me parece ser que como que es una actividad que está llevando demasiado tiempo. Y digo, no tengo ningún problema con que se lleven tanto tiempo. El problema que vislumbro es qué va a pasar con el área contractual en 2023.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- El contrato considera que de aquí a 2023 no hay un compromiso, solamente de cumplir las actividades las cubre. Podrían modificar su Plan de Exploración si encuentran que algunos de los prospectos que están trabajando es suficientemente bueno para perforarlo. Y si no, si quisieran mantener el área para el siguiente periodo, sí tendrían que comprometer la perforación de un pozo para el segundo periodo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de exploración. Pero ahorita, como se dio en la licitación del contrato, no estarían obligados a perforar.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. Gracias Comisionado Martínez. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- 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; en los artículos 31, fracción VIII y 44, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentada por Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.31.001/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

ACUERDO CNH.E.31.001/2021

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; en los artículos 31, fracción VIII, y 44, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 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 Premier Oil México Recursos, S.A. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R03-L01-AS-B-60/2018.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca).

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Rubén Felipe Mejía González de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración esta solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentada para el Campo Teca por Pemex Exploración y Producción. La que sigue por favor.

Respecto a la relación cronológica de este proceso, tenemos que el asignatario presentó el Plan de Desarrollo el 11 de diciembre del año 2020. Posteriormente, hubo la solicitud o el requerimiento de prevenciones que se dieron el 19 de enero de 2021. Posteriormente, el asignatario dio atención a las prevenciones el 4 de febrero de 2021. A partir de esta fecha y hasta el 13 de abril del presente año se suspendió el procedimiento de aprobación debido a que corría en paralelo el procedimiento de modificación al Título de Asignación. Y traemos a su consideración a este Órgano de Gobierno la presentación del tema el 29 de abril. La duración del proceso consta de 85 días naturales de acuerdo a los lineamientos, de los cuales, sin considerar el periodo de suspensión del proceso, la Comisión se tomó 27 días hábiles y el asignatario tardó 11 días hábiles en atender la prevención.

Como generalidades de la asignación, tenemos que esta asignación se encuentra en aguas someras territoriales del golfo de México, frente a las costas de los estados de Veracruz y Tabasco. Consta de tres polígonos que corresponden a tres campos. El polígono A corresponde al Campo Teca, motivo del presente Plan de Desarrollo. El polígono B corresponde al Campo Cahua y el polígono C al Campo Octli. Cabe destacar que estos dos campos, últimos campos, ya cuentan con un Plan de Desarrollo aprobado y el Campo Teca es uno de los campos nuevos por parte del asignatario que presenta su Plan de Desarrollo para su aprobación. El área de asignación consta de 53 kilómetros cuadrados aproximadamente. El Título de Asignación vigente es de extracción, cuya vigencia es de 25 años a partir del 27 de agosto del año 2014 y los yacimientos que se encuentran en esta asignación van desde el Plioceno Medio e Inferior hasta el Mioceno



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Superior. La asignación se encuentra superpuesta en la asignación exploratoria AE-0148-M-Uchukil.

Hablando ya del Campo Teca, tenemos que este campo fue descubierto en el año 2016 con la perforación del pozo Teca-1. Posteriormente en el año 2018, al amparo del Programa de Evaluación, se perforó el pozo Teca-1 delimitador, el cual fue perforado aproximadamente a 4 kilómetros al sureste del primer pozo. Los resultados de este pozo delimitador fueron que fue invadido por agua, con lo cual ya se redujo la incertidumbre de hasta dónde eran los alcances o los límites de los yacimientos encontrados por el pozo Teca-1. Con el pozo Teca-1 el asignatario descubrió cinco yacimientos principales, de los cuales únicamente contempla cuatro para el desarrollo del campo. Estos yacimientos fueron denominados Mioceno Superior-1, Plioceno Inferior-2, Plioceno Inferior-3, Plioceno Medio-4 y Plioceno Medio-5. El Plioceno Medio-4 es el yacimiento que no se consideró debido a su baja volumetría. La proyección en superficie del campo, como se ven en la figura de la derecha, se encuentra contenida, esta contiene los cuatro yacimientos que se contemplan para explotar y se encuentra contenida dentro del polígono de extracción propuesto por el asignatario, el cual está de acuerdo con el Título de Asignación vigente.

Dentro del Campo Teca, de lo que quedó del campo, únicamente tenemos un pozo perforado, que es el pozo exploratorio, el cual está taponado. Su área de extracción es de 15 kilómetros cuadrados aproximadamente. La edad geológica es Plioceno Medio e Inferior y Mioceno Superior. Tiene una porosidad de los yacimientos de entre 19% y 25%. La densidad de los fluidos son aceite negro de 31 a 32 °API, aceite volátil de 40.5 °API que corresponde al yacimiento del Plioceno Inferior-2. Y el yacimiento Plioceno Inferior-3, que es de gas y condensado, con 58.4 °API. La temperatura promedio de los yacimientos es de 84 °C a los 95 °C. La presión inicial de estos yacimientos es de 312 a 424 kilogramos, la presión de saturación es de 160 a 328 kilogramos y la litología de todos estos yacimientos es de areniscas.

El asignatario revisó la evaluación de tres alternativas posibles para la extracción de los hidrocarburos del campo y cuya diferencia entre estas la comento. La alternativa 1 consta de la producción únicamente de la producción base, que sería la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción por flujo natural de los yacimientos a través de la perforación de 6 pozos. No considera un método de recuperación secundaria y es la alternativa que considera el menor volumen de hidrocarburos a recuperar. En la evaluación hecha por el asignatario encontró con base en estudios análogos que se podría implementar un método de recuperación de inyección de agua al yacimiento, uno de los yacimientos de mayor dimensión y mayor volumen que sería el Plioceno Inferior-2 debido a las características de los fluidos que tiene. Y la alternativa 2 y la alternativa 3 contempla esta inyección de agua de mar a este yacimiento. La diferencia entre ambas alternativas es el tiempo en el cual se iniciaría la inyección, derivado de la infraestructura utilizada.

La alternativa 2 considera la instalación del sistema de inyección y tratamiento en la Batería de Separación Rabasa y con esto la inyección iniciaría en junio del año 2022. La alternativa 3 considera la inyección de agua construyendo e instalando el sistema de inyección en la plataforma a construir, en la plataforma estructura ligera marina Teca-Alfa. Y con esto se requeriría menos infraestructura y ductos, por lo cual el inicio de la inyección sería en diciembre del año 2021 y por lo cual requiere menor inversión. La anterior por favor. El asignatario selecciona la alternativa 3 derivado que es de las que mayor volumen a recuperar contempla y que requiere menor inversión, por lo tanto, los indicadores económicos son los mejores para esta alternativa seleccionada.

En esta lámina presentamos el comparativo de la producción de aceite que se esperaría para cada una de las tres alternativas, teniendo que en la alternativa 1 o escenario base sin el proceso de inyección, aunque tenemos mayor producción los primeros años, esta declina fuertemente en los años posteriores debido a que no hay mantenimiento de presión en el yacimiento Plioceno Inferior-2, teniendo un volumen a recuperar al límite económico de 26.66 millones de barriles.

La alternativa 2, con el proceso de inyección con la planta desde la Batería de Separación Rabasa tenemos 47.75 millones de barriles. Y la alternativa 3, que es la seleccionada, un volumen de 47.67 millones de barriles y las distintas actividades consideradas para cada una de estas alternativas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con respecto al gas, tenemos prácticamente el pronóstico de producción parecido con los distintos volúmenes de gas a recuperar al límite económico 2047 para el caso de las alternativas 3 y 2 y para el caso del escenario base en el año 2033. Una pequeña diferencia entre los años 2032 y 2035 respecto al pronóstico de producción de aceite es derivado de que se tienen contempladas reparaciones mayores para producir el yacimiento Plioceno Inferior-3.

Entonces el alcance del Plan de Desarrollo de la alternativa seleccionada, que es la alternativa 3 que considera un periodo del año 2021 al 2048, es un volumen a recuperar de 47.67 millones de barriles de aceite, 131.04 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y para esto se realizaría la actividad de 8 perforaciones de pozos, de los cuales dos pozos son inyectores, dos reparaciones mayores de cambio e intervalo, 71 reparaciones menores, la construcción de una plataforma, 5 ductos y el taponamiento final de 8 pozos. Para todo esto el costo total del proyecto es de 941 millones de dólares, teniendo de este total 776 el monto de inversión, 160 millones de dólares en el monto de gastos de operación y 3.72 en el rubro de otros egresos derivado del manejo de la producción en instalaciones fuera del campo. A su vez, en esta alternativa se presenta el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural para los yacimientos de gas asociado para su aprobación y se presenta la propuesta de los puntos de medición para los mecanismos de medición de hidrocarburos.

Como Programa de Aprovechamiento de gas, el asignatario contempla una meta de aprovechamiento de gas del 98% durante todos los años productivos de la asignación hasta la vigencia de la misma.

Respecto a la medición de hidrocarburos, la propuesta de los mecanismos de medición por el asignatario la presenta para dos etapas. La primera corresponde a que la producción del Campo Teca pasaría de la plataforma Teca-Alfa hacia la plataforma Octli-Alfa. Posteriormente sigue su camino hacia la plataforma Cahua-Alfa y posteriormente llega la producción o la mezcla hasta la Batería de Separación Rabasa. Aquí el gas sigue su camino hacia la Estación de Compresión de Rabasa y posteriormente su destino final en el Centro Procesador de Gas La Venta, donde sería el punto de medición fiscal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Respecto al aceite tenemos que pasa hacia el área de Trampas Saladino y su posterior envío al Centro Procesador de Gas La Venta, donde aquí se tiene una planta deshidratadora y el gas, el aceite, perdón, se pone en condiciones para seguir su trasiego hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas, que es el destino final y su punto de medición fiscal.

Como segunda etapa en la medición de hidrocarburos a partir de enero del 2022 tenemos un camino semejante. La única diferencia es que como flexibilidad operativa se tiene contemplado que la producción del Campo Teca siga su camino directamente hasta la Batería de Separación Rabasa, sin pasar por los Campos Octli y Cahua. Y posteriormente el gas seguiría su camino de igual manera hacia el Centro Procesador de Gas La Venta.

En cuanto al aceite, el asignatario manifestó que tiene considerado hacer el tratamiento del aceite desde la Batería de Separación Rabasa y su posterior trasiego hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas sin la necesidad de pasar por el Centro Procesador de Gas La Venta.

Respecto al monto de inversiones o costo total del proyecto, tenemos un costo total de 877 millones de dólares a la vigencia de la asignación, esto considerando el monto de abandono. De este monto total, tenemos un porcentaje mayor de 59% en la actividad de desarrollo, que corresponde a la perforación de pozos y el otro porcentaje mayor del 31% a la actividad de producción para la intervención de los pozos.

Después del análisis realizado a la información presentada tenemos a bien hacer las siguientes recomendaciones al asignatario. Respecto al modelo de yacimientos, tenemos la recomendación de que con la información adquirida de los nuevos pozos tanto geológica, valores petrofísicos y la producción en sí misma, se podría actualizar o se debe actualizar el modelo estático y dinámico de los yacimientos para optimizar la estrategia de extracción. También se recomienda la elaboración de un modelo numérico tanto para reducir los riesgos e incertidumbre en la estrategia de desarrollo del campo y para el monitoreo y el seguimiento de la inyección de agua al yacimiento Plioceno Inferior-2 para cambiar o mejorar la estrategia en caso de requerir acciones no previstas. También construir un modelo subsuelo-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

superficie que permita simular las condiciones de operación de los pozos fluyentes y con esto optimizar la productividad. Y el seguimiento y monitoreo del avance de los contactos de fluidos, ya que, sobre todo en los yacimientos del Plioceno Medio-5 y en el Plioceno Inferior-3 sí se alcanzaría la presión de saturación o de rocío respectivamente. Entonces con la producción que se llega a tener de estos yacimientos se recomienda el seguimiento del avance del contacto que podrían tener los fluidos.

La evaluación de la información presentada se da buscando que se dé cumplimiento a la normatividad aplicable, como es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento a los Lineamientos de Planes, el cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, las disposiciones de gas y el cumplimiento a los Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

Como resultado tenemos que derivado de este análisis se presenta este dictamen en sentido favorable con respecto a la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo del Campo Teca presentado por Pemex y que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la asignación o se apruebe una modificación. Por nuestra parte Comisionados es todo y quedamos pendientes a cualquier duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Mejía. En la lámina 5, ¿en qué radica la necesidad de construir tres ductos más con la misma actividad en la alternativa 2 y 3?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí Comisionado Presidente. En la alternativa 2 que requiere ocho ductos es porque la planta de inyección se construiría en la Batería de Separación Rabasa a una distancia en tierra más lejana que construirla en la misma plataforma. Por eso es la necesidad de ductos adicionales.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ok, bien. Si puedes ir a la lámina 7. ¿A qué se debe el incremento de la producción de gas en el 2031?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí. Corresponde a que se tienen reparaciones mayores contempladas en esos años para producir del yacimiento de gas y condensado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien, gracias. Y otro comentario es por qué presentan la información hasta el 2047 si la vigencia de la asignación es hasta el 2039.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí Comisionado. Es la propuesta que el asignatario ve, el potencial de los yacimientos del campo y ese es su límite económico, que es lo que le sería rentable al operador producir tanto de aceite como de gas. Cabe destacar que nosotros como Comisión solo estaríamos aprobando los volúmenes y la actividad referida hasta la vigencia de la asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien, gracias ingeniero Mejía. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, muchas gracias Comisionado Presidente. Ingeniero, yo tengo una duda. Este yacimiento, bueno, después del pozo que descubrió, se delimitó tengo entendido. ¿Verdad? Con otro pozo. ¿El pozo delimitador fue exitoso?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- No Comisionada. Como comenté en la presentación, ese pozo fue invadido por agua, con lo cual se redujo la estimación que se tenía de los límites de los yacimientos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Entonces al momento de... el volumen o digamos mi pregunta va en el sentido de qué tanto fue la reducción en cuanto al volumen y qué impacto tuvo. Supongo que este ya está subido con reserva, ¿verdad? Entonces este cálculo del Plan de Desarrollo va sobre la reserva qué, ¿2P, 3P? O sea, las alternativas que nos están presentando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí Comisionada. El volumen a recuperar es la totalidad de la reserva 3P.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 3P. O sea, con alto riesgo. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Con alto riesgo y que corresponde a la reserva ya certificada a enero del 2021, el proceso que subió a Órgano de Gobierno hace unos días.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, con el 10% de probabilidad de que se cumpla. ¿El área no la tienen por ahí? O sea, el área. O sea, porque yo estoy viendo que el área que nos presentaron de inicio es... sobre qué yacimiento se fueron. O sea, de la cuatro que nos presentaron, esta (el área) es sobre el yacimiento del Plioceno Inferior. ¿Es la estructura del Plioceno Inferior o sobre qué se fueron?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- No. Esa superficie del campo, la proyección de la superficie, ya contiene los cuatro yacimientos contemplados para la extracción.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. ¿Pero cuál es el más grande?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- El más grande es el Plioceno Inferior-2 y el Mioceno Superior-1.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aja. ¿Y aquí ya está la reducción de lo que se vio con el pozo que fue no productor del delimitador?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Con el delimitador, efectivamente Comisionada. El campo abarcaba todavía mayor área. Como le comenté, 4 kilómetros aproximadamente al este de lo que ahora es el polígono del Campo Teca.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Tienen por ahí, creo que sí en una, las áreas de cada uno de las reservas que se están marcando? O sea, yo lo que quiero ver es que finalmente lo que se tiene con una mejor incertidumbre en cuanto a las áreas es un área muy, muy pequeña. Entonces sí es muy importante que se empiecen a perforar los pozos porque los pozos van a ser los que den, ahora sí que den la mayor certidumbre de las áreas a desarrollar y los posibles volúmenes de los límites del yacimiento. Porque aquí definitivamente todavía no están los límites del yacimiento bien definidos y ahí no hay una recomendación en ese sentido. O sea, sino lo estaba viendo yo por la lámina que también tienen oculta.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Es la lámina 17 Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 17, exactamente. Si nos vamos a la lámina 17. El segundo mapa, que es la categoría que dice PI-2, que es el Plioceno Inferior-2. Digamos, ese sería el yacimiento más grande que se tiene. Pero lo único que se tiene con mayor certidumbre es lo verde y lo amarillo y lo naranja sería lo que se tiene con menor incertidumbre. Entonces en realidad es muy importante que se vayan desarrollando los pozos, o sea desarrollando el campo, porque conforme se vaya desarrollando el campo se tendrá la mayor incertidum... O sea, se va a reducir la incertidumbre para las reservas que se tienen marcadas pues 2P y 3P, sobre todo entre las fallas que se tienen ahí en este caso y se tendrán que ir afinando las reservas. ¿No? Porque todavía no está delimitado el yacimiento como se debiera en este caso de este Campo Teca. Yo lo veo desde la perspectiva geológica-petrofísica y la dinámica que presentaron en el yacimiento. Entonces simplemente lo dejo ahí para que se tenga un buen seguimiento del yacimiento.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí, efectivamente Comisionada. Sí, perdón. O sea, una de las recomendaciones es que sí, con la toma de información de estos pozos se actualicen los modelos, con lo cual va a dar mayor o menor certidumbre a las reservas y a los volúmenes que se tienen contemplados a recuperar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero mi punto es de que ojalá que se vaya haciendo antes de hacer todas las inversiones que se tienen de infraestructura. ¿No? Esa sería mi recomendación. Muchas gracias. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionada Alma América. Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, gracias Presidente. En la lámina 11 presentan el manejo de la producción. Si la quieren poner por favor. Y el ingeniero Rubén Mejía comentó que por cuestiones de flexibilidad operativa se va a construir un ducto que está ahí punteado para ya no pasar por la plataforma Octli ni por Cahua. ¿Cuáles son esas razones de flexibilidad operativa? Al final hay que construir un ducto de 24 pulgadas por 24 kilómetros para de alguna forma independizarse. ¿Pero por qué tiene que hacerse?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí Comisionado. Es respecto a la producción que se maneja en esas plataformas, sobre todo en la plataforma Cahua, perdón, que llegaría la producción de otros campos, aunados a la misma que tiene la producción de Cahua. Entonces se tendría para no saturar las líneas.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Bueno, entonces esta la van a terminar creo que en 2022, ¿verdad? De acuerdo con el programa.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí. Bueno, los ductos, los ductos a construir ya se contemplan todos para el año 2021 al finalizar el año y ya la etapa 2 completa con lo de las adecuaciones en la Batería de Separación Rabasa sí se tendría ya a inicios del año 2022.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque bueno, entonces tendrían que viajar los hidrocarburos de Teca pues arriba dice que hay un kilómetro, después hay 20 kilómetros, son 21 más 24 más 24, son 48: 68, 69 kilómetros. ¿Hay necesidad de bombeo adicional o cómo van a hacer esto? Porque la presión que... en cabeza de los pozos va a ser alta. ¿Se comentó algo acerca de eso en la solicitud? Porque ahorita todo el bombeo pues está apoyado por Octli y por Cahua para poder llegar hasta Rabasa. Pero si se independiza pues hay que recorrer 61 kilómetros, que no es nada pues despreciable. Las caídas de presión pueden ser bastante importantes.

Bueno, el otro asunto que me llama la atención es y ya lo comentó el Comisionado Presidente. En 2039 que es cuando termina el periodo de la asignación de acuerdo con las gráficas, por ahí tienen una gráfica donde está la producción, si la quisieran poner. Se observa que el aceite anda como en 3,000 barriles por día. No, está abajo de 2,000 barriles por día en 2039. Y para el año 2047 pues yo no sé qué valor tenga ahí. Y si nos vamos al gas, también la producción es muy, muy baja. La producción de gas para 2039 anda del orden de 4 millones de pies cúbicos y en 2047 pues no se alcanza a ver, pero es menos de 1 millón de pie cúbico.

Tengo la incertidumbre o la duda de si realmente esa cantidad de hidrocarburos paguen los costos de operación, porque hay que pagar el costo de operación de la plataforma, pero además también la parte de la inyección de agua. ¿Cuál es el límite económico que plantearon ellos? ¿Cuánto es la producción de aceite y gas? Porque yo hice unas cuentas aquí más o menos en función de las gráficas y no van a recibir arriba de un cuarto de millón de dólares por día. Entonces no sé realmente cuánto sea el gasto operativo por mantener esas estructuras costa afuera. ¿Cuál es el gasto económico que están considerando?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ.- Sí. El último gasto para el año 2047 en la alternativa seleccionada de aceite es 270 barriles por día. Y respecto al gas es 0.65 millones de pies cúbicos diarios.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, se supone que si eso lo monetizo sería el costo de operación de todo lo que tienen en equipos, de plataformas y tubos y se me hace que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es un valor bajo. Pero bueno, si así lo consideran que puede seguir operando.

Pues mi último comentario es el que siempre hacemos, que ojalá la Secretaría de Energía tome acción con ese tipo de asignaciones y contratos para que pues le den la certidumbre jurídica para que puedan terminar la explotación total hasta 2047. Y como bien se comentó, pues lo que estamos el día de hoy avalando si así fuera el caso, en mi caso sí lo creo que se debe avalar, pues es hasta 2039. Muchas gracias por la presentación ingeniero Mejía.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. Gracias Comisionado Martínez. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- 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; en los artículos 7, fracción III, 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la asignación AE-0009-5M-Tucuo-Xaxamani-01 (Campo Teca).

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.31.002/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca).

ACUERDO CNH.E.31.002/2021

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; en los artículos 7, fracción III y 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 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 Desarrollo para la Extracción, presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca).

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio delimitador en aguas someras Pokche-4DEL.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Héctor Silva González 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:

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buen día Comisionados, Comisionado Presidente, Comisionada. Comisionados, con su venia traemos a su consideración la solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio delimitador en aguas someras Pokche-4DEL del operador petrolero Pemex Exploración y Producción. En la siguiente dispositiva lo que podemos observar, si me hacen el favor de pasarle, es la línea de tiempo de autorización del pozo.

Esta solicitud ingresó el día 2 de marzo del 2021. Hubo una prevención el día 17 que fue atendida el 13 de abril y el día de hoy pues traemos a su consideración esta solicitud de autorización. En la siguiente lámina por favor.

El fundamento jurídico pues es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión y los Lineamientos de Perforación de Pozos. En la siguiente dispositiva por favor.

Aquí podríamos observar los datos generales del pozo. El pozo Pokche-4DEL se localiza en aguas territoriales del golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco, aproximadamente a 27 kilómetros de la Terminal Marítima Dos Bocas dentro de la asignación AE-0151-Uchukil. Este pozo está considerado dentro del escenario incremental del Plan de Evaluación vigente que fue aprobado por el Órgano de Gobierno el pasado 2 de marzo del 2021.

Las condiciones del pozo. La clasificación es 106 pozo delimitador, con un tirante de agua de 27 metros y con objetivos geológicos correspondientes a las formaciones geológicas Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Se estima encontrar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburo ligero de 42 °API y condiciones de presión y temperatura correspondientes a un pozo de alta presión y alta temperatura. Su trayectoria va a ser una trayectoria tipo "J" con una profundidad total programada de 6,895 metros verticales y 7,062 metros desarrollados y para su perforación se programa 232 días: 162 corresponden a la perforación y 60 días para la terminación de este pozo, con un costo de 64.6 millones de dólares desglosados en 47.3 para la perforación y 17.3 para la terminación. Se va a perforar con esta plataforma que se muestra en pantalla. Es la Plataforma Autoelevable Kukulcán de 3,000 caballos de potencia que puede perforar hasta 9,144 metros y con una capacidad de preventores de hasta 15,000 libras sobre pulgada cuadrada.

Los principales pozos que se utilizaron o que el operador utilizó de correlación para el diseño este pozo son los pozos Tlacame, Chejekbal, el pozo Pokche-3DEL y Pokche-1, el cual el pozo más cercano es Tlacame. Se encuentra a 700 metros de la localización Pokche-IDEL. Para este pozo se estiman recursos contingentes en Cretácico y Jurásico del orden de 11.6 y 33 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con probabilidades de 65% y 66% respectivamente. En la siguiente lámina lo que vamos a ver es la trampa.

La trampa es de tipo estructural. Está asociada a un alineamiento deformado y nucleado por sal con orientación preferencial al Noroeste y Sureste. En lado izquierdo podemos observar el pozo Chejekbal-Exploratorio, en la parte central el pozo Tlacame-1 y el pozo, en la parte derecha, el pozo Pokche-IDEL. Y en la parte inferior se pueden observar las cimas estructurales tanto del yacimiento Cretácico como del Jurásico. En la siguiente diapositiva lo que vamos a ver es ya el diseño del pozo.

Como normalmente se ha venido presentando, del lado izquierdo vemos la columna geológica y la litología del pozo. En la parte central está la ventana operativa. En color negro es el estado mecánico del pozo con sus asentamientos y en color rojo se observan las tuberías de revestimiento de contingencia. Como parte de la ventana operativa, tenemos que la curva de mano izquierda a derecha, la primera curva punteada, es la presión de poro, seguida de la curva de presión de colapso y las densidades programadas para la perforación de este pozo. En seguida está la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

curva del inicio de pérdida, el gradiente de fractura y el gradiente de sobrecarga en color rosa. Podemos observar que la perforación de este pozo considera un intervalo aproximadamente de 2,490 metros de sal, los cuales van a ser atravesados con densidades de 2.05 a 2.10 gramos por centímetro cúbico.

Para esta perforación se programaron ocho tuberías de revestimiento programadas. La primera es un tubo conductor a 250 metros. Una tubería superficial de 20 pulgadas a 1,200 metros. Una tubería de revestimiento de 16 pulgadas a 2,400 metros. Y justo en la cima de la sal una tubería de 13 3/8" 3,050 metros. Posteriormente a 4,600 metros un liner de 11 7/8" justamente aproximadamente a la mitad de la sal. Y en función del modelo geomecánico, el cual se puede observar, las presiones de poro permiten al menos por diseño asentar esta tubería de revestimiento de 9 7/8" hasta 6,240 metros. Y finalmente lo que es la formación Cretácico y Jurásico estarían siendo aisladas con las tuberías de los liner de 7 3/4" y liner de 5 1/2".

En caso de que hubiese algunos detalles durante la perforación del pozo, se tienen consideradas el asentamiento de tuberías de revestimiento de contingencia, las cuales son las mismas tuberías con los mismos grados, pero asentados prematuramente. Esta tubería de 9 7/8" que está programada originalmente a 6,240 subiría a la salida de la sal para aislar la parte de Terciario, porque después de la sal sigue una parte de Terciaria que es Eoceno Inferior y Plioceno. Se estaría aislando con el liner de 7 3/4". El Cretácico estaría siendo aislado con un liner de 5 1/2" y como contingencia final pues terminar el pozo con agujero descubierto en 4 1/8". De manera general este es el diseño del pozo Comisionados.

Con la siguiente diapositiva lo que podemos observar serían ya las conclusiones. La primera, que este pozo está considerado en el escenario incremental de la modificación al Plan de Evaluación vigente asociado a la asignación AE-0151-Uchukil. Y esta fue aprobada por el Órgano de Gobierno mediante la resolución CNH.E.18.001/2021 el día 2 de marzo del presente año. Como uno de los objetivos de este pozo se pretende disminuir la incertidumbre en los yacimientos Cretácico y Jurásico mediante la realización de una prueba de presión convencional en la formación JSK y otra en la formación Cretácico. Y adicionalmente,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de acuerdo a lo manifestado y autorizado en el Plan de Evaluación, una prueba de alcance extendido en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Y en caso de que no existan condiciones favorables para la realización de esta prueba en el Jurásico, esta se realizaría en el Cretácico, en la formación Cretácico.

Como parte del diseño de la perforación de este pozo, también se consideraron las prácticas, el uso de prácticas adecuadas que permitan alcanzar los objetivos del pozo de manera segura, procurando su integridad, la seguridad de los trabajadores y obviamente el medio ambiente. Una de las prácticas que están utilizando es el uso apropiado de fluidos sintéticos de emulsión inversa con densidades y salinidad diseñadas específicamente para perforar el intervalo de sal que van a atravesar, que es aproximadamente 2,490 metros. Otra de las cosas que están incorporando es en la ventana operativa, pues se dará seguimiento oportuno al uno de la herramienta direccional, el MWD y el LWD, y que permitan actualizar lo que son las geopresiones en tiempo real y así calibrar el modelo geomecánico de velocidad y, en caso de alguna variación, pues ajustar las condiciones reales durante la perforación de este pozo. Y la otra es la planeación y utilización de uso de escenarios de contingencia que permitan incrementar las probabilidades de éxito de la perforación de este pozo.

Y finalmente Comisionados, pues en este sentido la Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente factible la perforación del pozo exploratorio delimitador en aguas someras Pokche-4DEL dado que no observamos elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia que puedan limitar e impedir su perforación. Con esto es todo Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias maestro Silva. Comisionada Alma América, ¿algún comentario o pregunta?

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no tengo comentarios, muchas gracias Comisionado Presidente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo tres preguntas para aquí el ponente que está presentando o para el ingeniero Alcántara. A partir de qué año podemos hacer exploración abajo de la sal sin dar tanta distorsión. ¿Cuándo se viene la tecnología que nos permite ver lo que está abajo de la sal?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Es para el ingeniero Alcántara, ¿verdad?

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Como no, si tienes la pregunta. Lo que pasa es que como estoy hablando de la historia me fui con el ingeniero Alcántara.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Permítame Comisionado. No tengo el dato ahorita, pero se lo investigo.

UNIDAD DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si quiere podríamos comentar al respecto Comisionado. Realmente ya hay tecnología donde podemos trabajar en ese sentido para evitar en su mayor parte la distorsión. Incluso ya se ha perforado en México un pozo presalino precisamente para... un pozo por debajo de la sal, subsalino perdón. Con la finalidad de probar también pues ese tipo de tecnologías. Pero sí, ya existe, en resumen.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Obvio que existe, pues estamos usándolo. A partir de qué año se desarrolló esta tecnología y se empezó a usar de una manera confiable.

UNIDAD DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Ya, pues ese es a partir de hace aproximadamente 10 años creo debe tener esa tecnología.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Mi tema era de que estamos nosotros haciendo exploración digamos abajo de la sal. Estamos perforando a través de 2,500 metros de sal y estamos haciendo pozos de alta presión y de alta temperatura de 7,000 metros y la mayor parte son tecnologías que se han



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desarrollado ya en este siglo. Entonces ir a donde iba. Yo estaba leyendo de cuántas reservas tenía el planeta en el año 2000 y cuántas reservas tiene ahorita y la sorpresa es que tenemos más reservas ahorita que en el año 2000, a pesar de que tenemos 21 años de estar sacando petróleo y gas y sin embargo tenemos más reservas de las que teníamos antes. Entonces en realidad me sorprendió esto porque no parece ser que nos estemos acabando nuestras reservas. Estamos generando reservas a más velocidad de la que nos estamos consumiendo.

UNIDAD DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, sí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces para México ha sido muy buena noticia porque hay muchas áreas que aparentemente eran áreas que ya estaban agotadas, sin embargo no están porque tenemos nuevas tecnologías. Este es un ejemplo. Este pozo es un ejemplo de áreas que son ahora. Estamos viendo abajo de la sal cosas que no veíamos antes y donde ya vamos a poder sacar petróleo y gas. Entonces mi comentario era que este pozo nos indica ya la adopción por parte de Pemex y de otras empresas de las tecnologías nuevas de alto rendimiento que te van a permitir tener más claridad en las reservas y más potencial para sacar este petróleo y este gas. Entonces creo que es muy buena noticia porque no está tan fácil lo que aparece. Es alta presión, alta temperatura, 7,000 metros atravesando 2,500 metros de sal, es realmente un logro muy, muy bueno, muy importante. Y lo interesante es que son de los últimos 10 años. Por eso iba mi pregunta inicial. O sea, hace 10 años no podíamos haber hecho esto.

UNIDAD DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdónenme el comentario, pero también se me hace muy positivo ver el poder de la tecnología. Perdón Presidente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No hay de qué Comisionado Moreira. Comisionado Martínez.



[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten signature]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues yo tenía otra pregunta, pero además la voy a hacer. Pero me pareció muy interesante los comentarios del doctor Moreira a partir de cuándo. Yo creo que lo primero que hay que dejar claro es que eso depende de las compañías. Las compañías tienen la investigación al interior y la investigación paga finalmente porque reducen la incertidumbre de poder encontrar yacimientos con hidrocarburos y después pasarlos a reservas. Entonces a partir de qué año pues sería como muy complicado decir específicamente cuándo y además actualmente existen diferentes tecnologías que tienen las compañías de servicio y las compañías operadoras.

Saudi Aramco tiene un gran desarrollo en la parte de sísmica y ya hay algunas presentaciones en donde se puede observar la definición que han tenido con sus algoritmos de nueva creación, que son solamente de ellos, que les permiten ver con más nitidez. Pero finalmente creo que esa nitidez no es el 100% de certidumbre. Siempre pues va a haber necesidad de perforar para poder hacer las correcciones de las profundidades con los reflejos de las ondas de sonido. Pero bueno, en la medida que pasa el tiempo pues los que se van especializando son los que tienen ese tipo de problemas. Los brasileños desde hace un buen rato están teniendo esta situación y también se han metido al desarrollo de tecnología.

Pues más bien después de este comentario mi pregunta era para el maestro Héctor Silva. Estamos ahorita ya en el pozo Pokche-4DEL y algunos de ellos de los pozos Pokche también le tocaron a él. Entonces de acuerdo con tu experiencia operativa Héctor Silva lo que viste allá en Noruega cuando estuviste estudiando tú como ingeniero petrolero, ¿cómo ves? ¿Sí está habiendo una mejora en los diseños con las enseñanzas de los pozos anteriores? ¿El Pokche-4DEL ya trae pues todas estas enseñanzas de los pozos que ya se perforaron en esta área? ¿Cómo lo observas tú?

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que se perdió, lo perdimos...

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- ...lo visto en los pozos de correlación y principalmente en la perforación de estos pozos Pokche-1DEL Y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pokche-3DEL han sido fallas operativas durante la perforación. Durante la perforación del pozo Pokche-3DEL ha habido aproximadamente pues la realización de tres sidetracks durante la perforación por fallas: desconexiones de barrenas, herramientas direccionales de las aletas de la herramienta direccional. Yo lo que veo doctor es que los diseños se ven adecuados en función a las geopresiones y a los asentamientos de la tubería de revestimiento. Pero donde he observado que debe haber una mejoría es en la parte operativa y en el seguimiento a la perforación por parte del operador de los pozos, tanto en el Pokche-1DEL y el Pokche-3DEL que han tenido pues fallas operativas y han tenido que realizar, han derivado en la realización de sidetracks y esto pues alarga la perforación del pozo, incrementa el costo, incrementa los escenarios inclusive. Y en ese sentido, pues técnicamente lo vemos adecuado, por eso se autorizan los pozos, pero más bien el área de mejora es en la ejecución de la perforación de estos pozos.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias maestro. Pues yo termino nada más deseándoles que tengan mucho éxito, que incorpore más hidrocarburos a la explotación y pues que sea muy exitoso, que cumplan con los tiempos y con los costos. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Martínez. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio delimitador en aguas someras Pokche-4DEL.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre.
Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma
América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor
Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor
Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E. 31.003/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y
Producción para realizar la perforación del pozo
exploratorio delimitador en aguas someras Pokche-
4DEL.

ACUERDO CNH.E. 31.003/2021

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y
XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores
Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36,
fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el
artículo 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 Pemex Exploración y Producción para
realizar la perforación del pozo exploratorio delimitador
en aguas someras Pokche-4DEL.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del Segundo Convenio Modificatorio del contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

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 licenciado Daniel Pedraza Vargas, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.

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

“DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Gracias Fernando. Buenas tardes Comisionado Presidente. Comisionados, con su venia. El día de hoy traemos a su consideración el Segundo Convenio Modificatorio del contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017. En cuanto a sus datos generales, tenemos que el contratista es 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 del contrato es el 8 de diciembre de 2017. Cuenta con una vigencia de 30 años. La modalidad del contrato es de licencia y el área contractual es TM-01.

En cuanto a la solicitud, tenemos que el 17 de diciembre del año 2020 Jaguar Exploración y Producción 2.3, en lo conducente Jaguar, y Vista Oil & Gas Holding II, en lo conducente Vista, dieron el aviso a la Comisión de que el 1 de diciembre de 2020 realizaron una cesión de la totalidad del interés de participación de Vista a favor de Jaguar y solicitaron lógicamente la modificación del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contrato. El 28 de enero de 2021 la Comisión requirió a Vista diversa documentación para acreditar la cesión de Jaguar y que no afectara las capacidades. El 1 de marzo de 2021 Vista desahogó el requerimiento antes referido. Continuamos.

En cuanto a los intereses de participación, previos a la cesión tenemos que el contratista Jaguar detenta el 50%, Vista el otro 50% y posterior a la cesión Jaguar detentaría el 100% de interés de participación y pasará de estar formado por un consorcio a un contratista individual, lo que implica lógicamente la modificación del contrato.

En cuanto al marco contractual y legal, tenemos que la cláusula 24 del contrato y la 27 señalan que la cesión de los derechos u obligaciones del contrato deberá ser notificada a la Comisión dentro de los 30 días siguientes a su realización, además que cualquier modificación deberá hacerse mediante acuerdo por escrito de la Comisión y el contratista y el marco legal señala en el artículo 31 en su fracción VII que respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción corresponde a la Comisión aprobar la modificación de los contratos conforme a las cláusulas que se prevén en el mismo.

Derivado de lo anterior, en cuanto a las consideraciones del asunto que nos ocupa tenemos que la cesión de la totalidad del interés de participación de Vista a favor de Jaguar no afecta las capacidades técnicas, de experiencia y financieras del contratista para continuar realizando actividades petroleras. Ello en virtud de que Jaguar seguirá siendo el operador del área contractual. Jaguar cumple con los requisitos previstos de la licitación CNH-R02-L03/2016 para operar como contratista individual.

Derivado de lo anterior, ponemos a su consideración el proyecto de resolución siguiente. Instruir la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del contrato con la finalidad de hacer constar la cesión de Vista a favor de Jaguar; requerir a Jaguar que presente una garantía corporativa y de cumplimiento que refleje la nueva conformación del contratista; instruir a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos la devolución de la garantía corporativa de Vista con el apoyo jurídico de la Unidad Jurídica; notificar la resolución (de Vista) a Vista, Jaguar, SENER, Secretaría de Economía, Secretaría de Hacienda y Crédito



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Público, Fondo Mexicano del Petróleo y ASEA; inscribir la resolución en el registro de la Comisión. Es cuanto señores Comisionados, quedo atento a cualquier duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias licenciado Pedraza. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios Comisionado Presidente, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más un comentario. No sé si esté bien, pero previo a la sesión nos plantean que estaba Pantera y Vista, ahora queda Pantera. Pero antes de que estuviera Pantera y Vista, también estaba Pantera solamente, ¿verdad? O sea, Pantera le vendió a Vista y ahora le está volviendo a comprar a Vista. ¿Es eso correcto?

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Es correcto Comisionado.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, las cosas van cambiando. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Jaguar creo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Jaguar.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí. Bueno, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 31, fracciones V, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso h) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L03-TM-01/2017 para hacer constar la cesión de la totalidad del interés de participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. a favor de Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en el orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E. 31.004/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E. 31.004/2021

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 31, fracciones V, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso h), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L03-TM-01/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

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 licenciado Daniel Pedraza Vargas, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LIC. DANIEL PEDRAZA VARGAS.- Gracias Fernando, con su venia Comisionados. Presentamos el Segundo Convenio Modificadorio del contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017. En cuanto a los datos generales del contrato, tenemos que los contratistas son Pantera Exploración y Producción 2.2, Vista Oil & Gas Holding II y la fecha efectiva del contrato lo fue el 8 de diciembre de 2017. Cuenta con una vigencia de 30 años, una modalidad de licencia y el área contractual es el área 10.CS.

En cuanto a la solicitud tenemos que el 17 de diciembre de 2020 Pantera Exploración y Producción 2.2, en lo conducente Pantera, y Vista Oil & Gas Holding II, en lo conducente Vista, dieron aviso a la Comisión que el 1 de diciembre de 2020 realizaron una cesión de la totalidad del interés de participación de Vista a favor de Pantera y solicitaron la modificación del contrato.

El 28 de enero de 2021 la Comisión solicitó a Pantera que presentara diversa documentación para acreditar la cesión a su favor, que no afecta las capacidades del contratista. El 1 de marzo de 2021 Pantera desahogó dicha solicitud. El 24 de marzo y el 21 de abril de 2021 la Comisión le requirió a Pantera que realizara aclaraciones respecto de la documentación presentada. El 7 y el 22 de abril de 2021 Pantera presentó los requerimientos.

En cuanto a los intereses de participación, los vemos en pantalla. Actualmente Pantera detenta el 50% y Vista el 50%. Posterior a la cesión, Pantera detentaría el 100% de interés de participación. Lo que estaría pasando es que estaría dejando de ser un consorcio para formar un contratista individual, lo que implica la modificación lógicamente del contrato.

En cuanto al marco contractual y legal, tenemos en cuanto al contrato las cláusulas 24 y 27. Establecen que los derechos y obligaciones que se cedan deberán ser notificados a la Comisión dentro de los 30 días siguientes a su realización y que cualquier modificación deberá hacerse mediante acuerdo por escrito de la Comisión y el contratista, además que el marco legal, el artículo 31,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracción VII de la Ley de Hidrocarburos, señala que respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción corresponde a la Comisión aprobar la modificación de los contratos conforme a las cláusulas que se prevén en el mismo.

En cuanto a las consideraciones tenemos que la cesión de la totalidad del interés de participación de Vista a favor de Pantera no afecta a las capacidades técnicas, de experiencia y financieras del contratista para continuar realizando actividades petroleras en virtud de que Pantera seguirá siendo el operador del área contractual. Pantera cumple con los requisitos previstos en las Bases de la Licitación CNH-R02-L02/2016 para operar como contratista individual.

En cuanto al proyecto de resolución se propone y se somete a su consideración, uno, instruir la suscripción del Segundo Convenio Modificatorio del contrato con la finalidad de hacer constar la cesión de Vista a Pantera; requerir a Pantera que presente una garantía corporativa y de cumplimiento que refleje la nueva conformación del contratista; instruir a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos la devolución de la garantía corporativa de Vista con el apoyo jurídico, perdón, de la Unidad Jurídica; y notificar la resolución a Pantera, Vista, SENER, Secretaría de Economía, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Fondo Mexicano del Petróleo y ASEA; inscribir la resolución en el registro de la Comisión. Es cuanto Comisionados, quedo atento a cualquier duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias licenciado Pedraza. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sin comentarios. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 31, fracciones V, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso h) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificatorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia número CNH-R02-L02-A10.CS/2017 para hacer constar la cesión de la totalidad del interés de participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. a favor de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto de viva voz en orden del pase de lista y mencionando su nombre. Rogelio Hernández Cázares, a favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Alma América Porres Luna, a favor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Néstor Martínez Romero, a favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Héctor Moreira Rodríguez, a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E. 31.005/2021

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E. 31.005/2021

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 31, fracciones V, VII y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso h), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió, la Resolución por la que instruye la suscripción del Segundo Convenio Modificadorio del Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia CNH-R02-L02-A10.CS/2017, para hacer constar la cesión de la totalidad del Interés de Participación de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V., a favor de Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe sobre ratificación de descubrimientos, correspondiente al primer trimestre de 2021.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de estos puntos 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 David González Lozano, Titular 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:

"TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID GONZÁLEZ LOZANO.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Les traemos el informe de descubrimientos correspondiente al primer trimestre del año en curso. Bueno, en este trimestre se tuvo un descubrimiento correspondiente al pozo Amatl-1EXP de Petróleos Mexicanos en la asignación AE-0150-Uchukil y este se encuentra en aguas someras frente a las costas del estado de Tabasco. Continuamos.

El resultado de este pozo fue productor de aceite y gas en el Plioceno Inferior y ubicado en la provincia geológica de las Cuencas del Sureste. Continuamos al detalle del mismo. El descubrimiento tiene un espesor neto de 22 metros en un solo intervalo y descubrió 3.8 millones de barriles de aceite de 16° API, además de casi 1,000 millones de pies cúbicos de gas. Tenía un recurso inicial estimado de casi 15 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el resultado fue de casi una cuarta parte de lo que se tenía esperado. Si continuamos a la comparativa.

El recurso descubierto en millones de barriles de petróleo crudo equivalente de este trimestre pues representa menos del 1% de lo que se descubrió tanto en el trimestre inmediato anterior como en el mismo trimestre del año pasado. Eso es todo lo que traemos en este reporte. Muchas gracias y quedamos atentos a sus comentarios o dudas.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero González. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, sin comentarios. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la misma filmina que tienen mostrada. Se descubrieron 4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. O sea, realmente es mucho, muy bajo. Lo que no sé es qué tanta variabilidad tiene esto. Por ejemplo, hace un año se descubrieron 472 y el trimestre pasado 720. ¿Qué tan raro es que se descubra tan poquito?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. DAVID GONZÁLEZ LOZANO.- Pues si vemos el último año Comisionados, sí ha sido quizás el volumen descubierto más bajo en los últimos trimestres.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que hay que poner ahí un foquito rojo porque sí creo que no alcanza a pesar la producción en este caso. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Moreira. Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo creo que es más fácil apreciar los descubrimientos, aunque trimestralmente es importante mostrarlos, creo que para poder analizarlo tenemos que ver el año completo. El juzgar a un trimestre con otro trimestre a lo mejor puede ser algo injusto. Pero sí, digo, el número es muy bajo el volumen, eso está clarísimo. Bueno, seguimos con el Orden del Día de no haber más comentarios."

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

ACUERDO CNH.E.31.006/2021

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe sobre ratificación de descubrimientos, correspondiente al primer trimestre de 2021.

Órgano de Gobierno

Trigésima Primera Sesión Extraordinaria

29 de abril de 2021



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.2 Informe sobre solicitudes para participar en foros y eventos públicos, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo se refirió al informe en los siguientes términos:

"SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Continuaríamos Presidente con el informe sobre solicitudes para participar en foros y eventos públicos autorizados mediante el mecanismo de aviso previo. En desahogo de este asunto, con la venia del Comisionado Presidente, me referiré a los eventos contenidos en el informe.

El primero se trata del evento denominado México Offshore Exploration Summit, organizado por la Asociación Americana de Geólogos Petroleros Región Latinoamericana y el Caribe, mismo que se llevó a cabo de manera virtual el 21 de abril de 2021 y en el que participó como ponente la Comisionada Alma América Porres Luna. El segundo y tercero corresponden al evento Convención Nacional Petrolera 2021, organizado por la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (AMEXHI), el cual se llevó a cabo de manera virtual y en el que participaron por un lado la Comisionada Alma América Porres Luna en el primer panel con el tema contribuciones de la industria de exploración y producción a la seguridad energética celebrado el pasado 27 de abril. Y el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez en el panel 3 con el tema beneficios de los esquemas de asociación entre empresas paraestatales y operadores privados para la seguridad energética celebrado el 28 de abril. Es todo Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Secretario. Seguimos con el Orden del Día."

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.31.007/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe sobre solicitudes para participar en foros y eventos públicos, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.

III.3 Informe sobre seguimiento de acuerdos y compromisos, al primer trimestre de 2021.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo se refirió al informe en los siguientes términos:

"SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Pasaríamos con el último informe y último punto del Orden del Día que se refiere al informe sobre el seguimiento de acuerdos y compromisos al primer trimestre de 2021. En desahogo de este punto, les informo que el documento fue enviado con anticipación junto con la convocatoria para esta sesión, por lo cual está abierto a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. De no haber comentarios de los Comisionados, continuamos con el Orden del Día por favor."

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

ACUERDO CNH.E.31.008/2021

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe sobre seguimiento de acuerdos y compromisos, al primer trimestre de 2021.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:31 horas del día 29 de abril de 2021, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Primera Sesión Extraordinaria de 2021 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

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta
Secretario Ejecutivo