



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### CUADRAGÉSIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:37 horas del día 24 de julio del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0578/2019, de fecha 23 de julio de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018.
- II.2 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 en aguas somera Siyan-1EXP.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el inicio y la instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH.R01-L03-A4/2015.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.- Asuntos para autorización

### II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionada, buenas tardes Comisionados. Traemos para ustedes esta presentación para darles algunos detalles de este Plan de Exploración de ENI México que, si recordamos el año pasado, firmó un contrato con la Comisión en consorcio con QPI México y donde es operador ENI. Entonces nos referimos a un contrato de la ronda 2.4 y el fundamento legal con el que desahogamos este trámite pues es el que está inscrito en ambas leyes que nos rigen. En la Ley de Hidrocarburos en sus artículos 31, 43 y 44, así como en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, particularmente el artículo 39, así como el Reglamento Interno de la Comisión y los lineamientos que establecen en procedimiento que debemos de llevar para desahogar este trámite.

Recordar nada más que estamos trabajando este dictamen con los lineamientos anteriores porque entraron en aquel momento, por eso se desahogan de esa forma y las cláusulas del contrato que hacen referencia a la presentación del Plan de Exploración y los programas asociados al mismo. Se trata de esta área contractual que ustedes ven aquí dibujada en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

este color como rojo. Es en aguas profundas por supuesto y las colindancias que tiene son hacia la zona occidental. Bueno, en la parte central está una asignación de Petróleos Mexicanos y hacia la parte suroccidental otro par de asignaciones exploratorias de Pemex. Hacia la parte norte vemos que hay un contrato de la ronda 1.4 que opera BP y hacia la parte oriental están dos contratos que opera Carigali que son también de esta ronda 2.4. Y hacia la parte sur está un contrato de Equinor de la ronda 1.4. Entonces es un área que está digamos rodeada de otra actividad hacia la parte oriental, sur y norte, pero hacia la parte occidental ya no hay ninguna actividad. Si seguimos entonces.

Vemos los antecedentes exploratorios que tenemos en el área. Se localiza por supuesto en las aguas territoriales del golfo de México aproximadamente a 185 km al noreste del puerto de Veracruz en la provincia petrolera del Golfo de México Profundo, particularmente en la provincia geológica de la Cuenca Salina del Istmo. Existe información sísmica 3D que cubre todo el bloque que estamos refiriéndonos y no existen pozos perforados en el área. No obstante, existen una serie de pozos pues relativamente cercanos al área y cuando digo "relativamente" hablamos de decenas de kilómetros. O sea, no estamos hablando nada muy cercano. El área contractual tiene 1,922 km<sup>2</sup> prácticamente y los tirantes de agua van desde los 1,700 metros hasta los 3,000 metros aproximadamente.

Como vemos, nos encontramos prácticamente en el borde noroccidental de la cuenca Salina del Istmo y dentro de la cadena de valor, entonces considerando estos antecedentes, esta área se encuentra en la evaluación del potencial petrolero. Ya dijimos que no cuenta con ningún pozo exploratorio, solamente se cuenta con información superficial y el objetivo que tiene este plan es evaluar por supuesto el potencial que está en el área contractual, el potencial petrolero, mediante la compra, el procesamiento, la interpretación de la información sísmica 3D que ya existe, así como la realización de estudios exploratorios asociados a esta área pues con el objeto de disminuir el riesgo y llegar a la perforación de un pozo exploratorio que eventualmente permita confirmar la existencia de hidrocarburos en el bloque.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

El programa que está inscrito en el contrato es un Programa Mínimo que consta de 11,700 unidades y un programa incremental o un incremento al Programa Mínimo de 47,500, lo que hace que el contrato entonces establezca un compromiso de 59,200 unidades de trabajo que vamos a ver más adelante cómo es que las está cubriendo el contratista con las actividades que propone. Adelante por favor.

Vamos a ver entonces cuáles son las actividades que está planteando realizar el operador aquí. Entonces, como veíamos, plantea la compra de datos 3D en el área. Hay dos bloques, hay dos cubos sísmicos mejor dicho que cubren el área, entonces comprarían la totalidad de esta área. Harían un procesado de la misma inversión sísmica, análisis AVO, atributos sísmicos para identificación de los cuerpos sedimentarios prospectivos, el reprocesado y por supuesto la interpretación sísmica de esta información.

También respecto a los estudios que estarían realizando, es una serie de estudios muy amplia. No obstante, aquí los agrupamos en caracterización de la roca generadora, estudios sedimentológicos, estratigráficos, estructurales y petrofísicos, además de los estudios geológicos regionales y de detalle particulares para el bloque, el modelado del sistema petrolero. Este estudio es particularmente importante porque los pozos que decía hace un momento que no han tenido éxito en las zonas relativamente cercanas al área justamente o no han tenido éxito o han sido comerciales, perdón, productores no comerciales. Entonces este estudio del modelo del sistema petrolero pues adquiere gran relevancia para el bloque. Y por supuesto la generación y maduración de los prospectos y la evaluación de los recursos prospectivos asociados a lo que se determine que existe en el bloque.

Ahora bien, si vemos cómo está el cronograma de trabajo de este operador en el área, aunque ustedes no lo crean, este ya es un resumen del cronograma que presentó el operador. Aquí el equipo hizo un esfuerzo para resumirlo, pero aun así pues fue complicado. Son muchas las tareas que pone el operador. Entonces la resumimos básicamente lo que estaría haciendo con la información sísmica que es lo que detallamos hace un rato que es el reprocesado, la interpretación, el análisis y después todos los estudios geológicos que se van dando a partir de la interpretación de la información del subsuelo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La perforación de pozos, aquí resalta por obvias razones el color rojo. El color rojo lo que nos dice es un escenario que hay incremental o contingente que está planteando el operador. Entonces el operador lo que menciona es que la perforación de este pozo, que estaría haciendo aquí el primer pozo, eventualmente podría profundizarlo y, dependiendo de los resultados de ese pozo, podría perforar un segundo pozo. Por eso es que la parte digamos más roja se concentra en esta parte de la perforación de los pozos y los estudios que vienen posteriores justamente al resultado de esta perforación de los pozos. Está la ingeniería de yacimientos con la estimación de reservas, la estimación de los recursos y finalmente pues toda la parte de los estudios de seguridad, salud y medio ambiente que están asociados al área contractual. Si vemos en la que sigue.

Este es partiendo del escenario de la perforación de pozos. Estos son ahorita los prospectos que el contratista ha identificado. Hoy tiene como escenario base perforar este pozo Tlahuilli y como escenario incremental podría perforar este pozo Etnab. Es importante mencionar que Tlahuilli tiene objetivos en el Mioceno Medio y el Mioceno Inferior y, en caso de resultar exitosa la perforación – no la perforación, sino la existencia de hidrocarburos a estos niveles –, profundizarían el pozo para perforar hasta el Cretácico, persiguiendo otros tres objetivos geológicos en este mismo pozo. Y dependiendo de los estudios que vayan haciendo hasta este momento y de los resultados del pozo, podrían entonces llegar a perforar este segundo pozo Etnab. Entonces por eso es que la profundidad total pues es variable dependiendo los objetivos que tengan a 4,100 metros o hasta 7,800 metros y por supuestos los recursos a incorporar pues serían muy distintos porque serían tres objetivos más en el caso contingente o adicional para este primer pozo, además de los que se incorporarían por el segundo pozo. Si vemos en la siguiente diapositiva.

Están algunos detalles de la información que nos presentó el contratista para este pozo Tlahuilli-1. Como vemos, es una estructura, es esta estructura que les señalo aquí que es una estructura pop up que está delimitado por fallas y entonces estos son los objetivos del Mioceno que decíamos. En caso de que esto sea exitoso, entonces el pozo se seguiría para probar los objetivos del Oligoceno y del Cretácico. Entonces como vemos aquí en la configuración estructura, pues está bien delimitada la estructura. Aquí el principal riesgo que se tiene es el entrampamiento, la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

eficacia del entrapamiento a nivel del Mioceno. Entonces lo que se quiere probar aquí esa existencia de acumulaciones de hidrocarburos. Se espera un aceite entre 25 y 35 grados API y la profundidad total en el caso base serían 4,100 metros. El tirante de agua estaría alrededor de 2,150 metros para este pozo, que originalmente se estima de una trayectoria vertical.

En la que sigue vemos de la misma manera una analogía para el pozo Etnab. El pozo Etnab se encuentra al centro del bloque, al suroeste del primer pozo y también sería un pozo de trayectoria vertical. También aquí estarían probando la existencia de hidrocarburos en el Mioceno, pero también en el Eoceno. La profundidad total aquí es de 7,060 metros. Aquí sí el paquete de sedimentos tanto del Mioceno como del Oligoceno es muy espeso, por eso es que apenas llegando al Eoceno ya tenemos 7,060 metros. El tirante de agua es sensiblemente menor, 1,850 metros y también el aceite que se espera es de entre 25 y 35 grados API. Los recursos que se esperan incorporar son menores que para el primer prospecto, por eso es que esta es la segunda opción.

Ahora bien, respecto del compromiso mínimo de trabajo les decíamos el contrato marca 59,200 unidades sumando el compromiso mínimo y el incremento al mismo. Aquí están detalladas las tareas que estarían sumando unidades de trabajo. Como vemos, la adquisición de la información sísmica, su interpretación, además de la perforación del pozo es lo que más cuenta y además de la información que se va a estar obteniendo a través de esta perforación, particularmente registros y presiones MDT, lo que hacen una suma de 70,029 unidades, con lo que vemos que se supera con mucho la propuesta que está en el contrato. Ahora, es importante mencionar que estas 70,000 unidades aproximadamente son del escenario base, estas son las que se van a cumplir. En caso de que el pozo vaya más profundo o se perfore el segundo pozo, evidentemente las unidades se van mucho más allá de lo que establece el contrato. Entonces estamos cubiertos en esa parte.

Ahora bien, respecto a los programas asociados que vienen con este Plan de Exploración, revisamos con la Secretaría de Economía el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología. La Secretaría de Economía nos confirmó en mayo que tenía una opinión favorable para este Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Asimismo, también en junio nos confirmó su opinión favorable para el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología. También revisamos con la ASEA que el operador cuenta con una Clave Única de Registro de Regulado que le fue entregada en 2016. Recordemos que este regulado pues ya hasta está produciendo en aguas someras. ¿No? Entonces tiene su CURR activa.

Respecto a lo que tiene que ver con el Programa de Inversiones, el Programa de Inversiones pues está desglosado en dos formas. La primera tabla que ven ustedes aquí en la parte superior y la gráfica de la derecha hacen referencia al caso base. Como vemos, la mayor inversión está en lo que se refiere a la perforación del pozo. No obstante, con la compra de la geofísica y los estudios que se están haciendo, prácticamente el 72% de la inversión está en los estudios de subsuelo y 4% para ingeniería de yacimientos. En el caso de que se llegara a materializar el caso incremental o contingente, pues claramente la profundización de ese pozo y la eventual perforación del segundo pozo pues hacen que la inversión suba de 89 millones de dólares hasta 200 millones de dólares y entonces la proporción que toma la perforación de pozos pues ya se vuelve muy relevante. Entonces eso es lo que sería respecto a la inversión. Recordemos que es un Contrato de Licencia.

Bajo estos elementos que les hemos presentado, pues entonces como conclusiones vemos que la propuesta que hace el contratista le permite sustentar la evaluación del potencial en la que se encuentra la presente área, sobre todo para corroborar el funcionamiento del sistema petrolero y madurar los prospectos exploratorios que ha estado identificando en el área. Observamos que la aplicación de las técnicas, metodologías y tecnologías que propone el contratista son adecuadas respecto a la etapa que nos encontramos en exploración de esta zona. Y en términos de la estrategia exploratoria, también observamos que le permitirá reducir la incertidumbre y precisar el riesgo exploratorio del área. Y bueno, observamos que de la ejecución que planea hacer se cumple con lo establecido en el contrato, en particular con lo que tiene que ver con las unidades de trabajo y la inversión que veíamos que pues puede ser entre 89 o hasta 200 millones de dólares asociado a las actividades que está planteando el operador. La que sigue por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Vemos nada más entonces que el Plan de Exploración lo advertimos técnicamente factible toda vez que las actividades que proponen, además de que permiten acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo, cumple con lo establecido con la normatividad y las cláusulas propias del contrato, por lo que sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación del Plan de Exploración correspondiente a este contrato de la 2.4 para el área CS-G05 operado por ENI México, S. de R.L. de C.V.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Llama la atención la línea de base ambiental, así la denominan en el diagrama de Gantt. Tarda más de un año, un año dos meses. La pregunta es: ¿eso es lo que tarda el obtenerla o es lo que tarda junto con el proceso de aceptación o de evaluación de ASEA? Es la parte de abajo donde dice línea base ambiental. Inicia en 2018, todo 2019 y todavía un mes de 2020.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Aquí está incluido efectivamente no solo la parte digamos de campo del estudio, sino todo el trámite que involucra llevarla a aprobación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y como cuánto es esos tiempos, cómo se componen? ¿Cuánto tiempo tarda ASEA el dar el visto bueno a la línea base ambiental? ¿Cuánto tiempo se tardan en obtenerla?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Ahorita vemos el detalle Comisionado, pero lo buscamos para decíselos cómo está desglosado digamos ese periodo de tiempo para que vean cuál es lo que se hace digamos directamente ahí en aguas profunda o en el mar para el estudio y lo que se lleva de la parte de la aprobación del mismo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque por otro lado, ligado con el presupuesto de egresos, eso significa del orden de más de 2,360,000, que posiblemente tenga otras cosas ahí para gastar en 2018-2019 y 770,000 en 2020. Obvio aquí vienen otras cosas además de la línea base



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ambiental, pero sí representa una parte importante. Creo que son áreas de oportunidad que tendremos que revisar. ¿No? Y aunque el contrato es de licencia, pues es importante que todo esté alineado de tal forma que el negocio pueda potenciarse. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor abogado Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionada, buenos días. Simplemente para puntualizar que la línea base ambiental forma parte de la etapa de transición de arranque. De conformidad a este contrato, la etapa de transición de arranque se puede desarrollar en un periodo de 180 días. Entonces en este supuesto estaríamos en tiempo para que el contratista lo lleve a cabo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. ¿Algún otro comentario. Yo tengo un par de comentarios. Ah, perdón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 180 días.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- 180 a partir de la suscripción.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero lo van a terminar hasta después de un año, dos meses.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que son como 360 días.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Hay que ver cuánto se tardaron ellos, digo, se tardó ASEA.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La que está abajo Ramón dice línea de base ambiental. Inician me parece ser que en noviembre del 2018 y terminan en enero de 2020. Eso es un año, tres meses.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, esa es la primera amarilla.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y entonces bueno, si hay un compromiso contractual de 180 días, habría que revisar. Pero como dice el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

doctor Moreira, y era la pregunta hace rato, pues cuánto tardan ellos en hacer la línea base ambiental y cuánto tarda ASEA.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Porque eso son servidores de ellos, de la empresa.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? Yo tengo un par de preguntas. La primera es el pozo, el primero digamos el somero – voy a ponerlo – que van a perforar dice que es un tirante de agua de aproximadamente 2,150 metros y tendría una profundidad aproximada de 4,100 metros bajo el nivel del mar. El costo de este, o sea con todas las actividades de perforación, es de 34 millones de dólares. Según el rango que hemos visto de costos de inversión en este tipo de pozos en aguas profundas, es extremadamente bajo lo que se está considerando. ¿Vieron esta parte comparativamente con lo que nos están dando? O sea, no veo aquí a la parte económica, pero, o sea, ¿cómo lo ven desde el punto de vista del costo de inversión que se va a tener en este pozo? O sea, a mí se me hace que está muy por debajo de los costos que hemos visto en la parte de aguas profundas, inclusive someras.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Sí. Si bien por la característica del contrato no se aprueba el presupuesto, como sabemos, de todas maneras nuestra área de prospectiva y evaluación económica nos ayuda a hacer el estudio con los rangos de referencia y ellos no advirtieron que estuviera fuera del rango. ¿No? Entonces asumimos...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no está por arriba, pero yo creo que está por muy debajo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Pero es que ellos hacen el estudio de rangos tanto para arriba como para abajo. O sea, no solamente lo hacen hacia arriba y entonces no nos advirtieron que estuvieran fuera de rango ni hacia arriba ni hacia abajo, por lo que supongo entonces que debería estar bien.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo sí advierto que está por debajo. O sea, digo, 34 millones de dólares es muy bajo, inclusive de aguas someras. Entonces bueno, nada más para verlo. Digo, que bueno, ¿no? Sin embargo, llama la atención el costo de inversión que se tiene de este pozo en aguas someras, en aguas profundas digo. Es una primera pregunta. Y bueno, la segunda sería de qué depende que vayan a profundizar o que vayan a perforar el segundo pozo. ¿Ahí en qué momento hay un hito para decirnos o avisarnos que estarían profundizando o haciendo un segundo pozo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Depende. La profundización depende del éxito en el Mioceno. Si se encuentran hidrocarburos en el Mioceno, si hay éxito en ese nivel, el contratista manifestó que seguiría perforando hacia los niveles más profundos hasta llegar al Cretácico. Y dependiendo de los resultados ya de todo ese pozo y de los estudios que lleven hasta este momento, porque pues estamos hablando de finales de 2021, principios de 2022, sería que podrían ver la posibilidad o la factibilidad de perforar el segundo pozo. Pero depende primero la profundización totalmente del éxito en el Mioceno y el segundo pozo del resultado del primer pozo y el resultado de todo el procesado y los estudios geológicos que lleven hasta ese momento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y en ese caso habría alguna notificación para la Comisión?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿digamos está explícito en nuestro dictamen?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No lo recuerdo muy bien, pero sino lo revisamos para que quede explícito que se haga una notificación en el momento.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O digo, o es de manera automática. Mi punto es cómo vamos a enterarnos de que va a haber una profundización o que van a perforar un segundo pozo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No, regularmente siempre ponemos en el dictamen que se haga, pero lo verificamos para que no haya ningún inconveniente. Nada más ahorita el equipo manda un dato que para otro de los pozos de los bloques contiguos están también en el rango de 39 millones de dólares para uno de los bloques justamente vecinos, tiene una perforación de un pozo de exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, gracias maestro. Si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva nos podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.43.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018.

### **ACUERDO CNH.E.43.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., respecto del contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## **II.2 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 en aguas somera Siyan-1EXP.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Raúl Ortiz Salgado, de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Ortiz, por favor.

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados, compañeros de la CNH. Con la venia de la doctora Alma Porres, expongo a su consideración la autorización de la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Siyan-1EXP del operador Pemex Exploración y Producción. Como dato cultural, “siyan” significa en lengua maya tiempo. Continuamos.

El fundamento legal está basado en la Ley de Hidrocarburos, la cual da la facultad a la Comisión para emitir autorizaciones de perforación de pozos; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética que da atribuciones de los Órganos Reguladores; el Reglamento Interno de nuestra Comisión, en el cual se establecen facultades para el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales que establecen en esta Comisión; y, por último, nuestros Lineamientos de Perforación de Pozos, los cuales establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación del pozo que veremos en el momento.

Entrando en datos generales del pozo, la clasificación del pozo tenemos es un 102, un pozo exploratorio en nuevo campo. La asignación es la AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04. Hay que considerar que el 15 de julio se hizo la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

última modificación a la asignación que se dio por Secretaría de Energía. Es por lo cual ahorita que se maneja el 6M, previamente se había manejado con 5M. Puede haber ese pequeño cambio. Lo menciono por la figura que tenemos en la parte superior derecha, en donde la asignación se puede ver más pequeña a lo que tenemos en la figura que está en la parte de abajo en la parte derecha. Con la modificación se extendió esta asignación. Continúo con los datos del pozo.

Los objetivos de interés son dos. En este caso para el primario se va a ir al Jurásico Superior Kimmeridgiano, en el cual se va a disparar a una profundidad de 6.650 a 7,200 metros verticales y en el Cretácico Superior se tiene ahí dos objetivos, bueno, dos unidades que son de interés para el operador y se va a disparar de 5,950 a 6,300 metros verticales. Este sería el objetivo secundario, donde ya se tiene confirmado la presencia de hidrocarburo. El hidrocarburo esperado es aceite ligero, esto es para el Cretácico, y superligero tiene considerado encontrarse para el JSK. Dentro de las temperaturas y presiones del yacimiento, se espera para el Cretácico tanto superior como medio de 152 °C y una presión de 16,613 psi, lo cual ya se considera un pozo de alta presión y alta temperatura. Para el objetivo primario, que es el JSK, se espera una temperatura de 166 °C y una presión de 17,591 psi. Igual se considera que es de alta presión y alta temperatura.

El tipo de pozo es vertical, es decir, no va a tener inclinación. Si grado máximo es cero. La profundidad programada total del pozo es de 7,240 metros verticales. La desarrollada es igual, recordemos que es vertical. El pozo tiene un tirante de agua de 37 metros, lo que indica que entra en la calidad de aguas someras. El operador manifestó que la perforación empezaría el 17 de agosto del año en curso y se terminaría esta perforación el 25 de diciembre, lo cual daría 130 días de perforación. La terminación empezaría el día siguiente, que sería el 26 de diciembre, para culminar el 22 de febrero del siguiente año, con lo cual nos daría 59 días de terminación. El costo máximo de la perforación del pozo es 1,623,000 pesos, con lo cual disgregado quedaría en la perforación de 1,155,000 pesos y la terminación de 468,000 millones de pesos. La característica del equipo de perforación es una plataforma autoelevable con nombre West Oberon que tiene una capacidad máxima en el mástil de 6,000 HP, una capacidad de perforación máxima de 9,150 metros y un sistema de preventores de 15,000 psi.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Como les comentaba, antes de dar presiones esperadas en el yacimiento, el operador manifestó que la presión máxima esperada en superficie sería para el Cretácico de 9,800 psi y para el Jurásico Kimmeridgiano de 10,590 psi. Entonces en este grado, para garantizar la integridad del pozo y la seguridad tanto del personal como del mismo equipo, los preventores están acorde a ello. Les comentaba en la imagen superior derecha vemos la asignación. El pozo Siyan está enmarcado con un círculo verde y tenemos las distancias del proyecto del pozo que sería del Norte sería de 11 km. Al Sur, en este caso del Sur se modificó por la asignación que se realizó apenas en este mes, entonces obviamente cuando se ingresó esta información se tiene que modificar. Ya lamentablemente no se pudo hacer esta actualización. Pero para el Este lo que tenemos de área vecina o más bien área contractual que corresponde a Hokchi es de 4 km y para el Oeste de 25 km. En la figura posterior abajo del lado izquierdo observamos del lado rojo el área de asignación. Las áreas verdes son áreas de asignación también del mismo operador Petróleos Mexicanos y la azul como las amarillas mostaza son de contratistas, las cuales corresponden tanto a Hokchi, ENI y la otra me pueden ayudar, no recuerdo cuál es. Es Talos, Talos, perdón.

Petróleos Mexicanos espera como recurso prospectivo estimado 90 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la probabilidad de éxito geológico para el Cretácico es de 22% y para el Jurásico Kimmeridgiano es del 25%. Por último. La última figura que tenemos en el lado inferior izquierdo corresponde al equipo de perforación que se va a utilizar para realizar tal perforación. La siguiente por favor.

La trampa. La trampa es de tipo estructural que consiste en una estructura anticlinal tipo tortuga (por su forma) de relieve suave. Tiene un cierre propio en todas las direcciones. Tanto para el Cretácico mismo como el Jurásico, el eje estructural tiene una orientación Noroeste-Sureste. Se puede observar esto en la sísmica que está en la parte de en medio, ahorita el cursor, bueno, se está mostrando. Y en este caso el eje es como lo muestra el cursor en este momento. Dentro de las figuras, también tenemos en la parte superior una sísmica comparativa con el pozo Xanab que fue un pozo de correlación que muestra la continuidad geológica. Siguiendo por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entrando ya en detalles del pozo, dentro de la ventana operativa el pozo va a ser realizado con siete etapas, las cuales tendrá una etapa conductora de 30", se continúa con la superficial de 20". Esta de 20" va a proteger los montos acuíferos que se tienen ya notificados y estudiados dentro de la... Se continúa con las etapas intermedias de 16", 13 5/8" y 9 7/8". Estas ya corresponden, estas últimas dos, a las zonas de alta presión que se puede observar en la figura de en medio donde están las gráficas de presiones. Por último, en las etapas de producción se tiene un liner de 7 3/4" y uno de 5 1/2". Cabe recalcar que estos liner van a tener complemento y van a llegar a la superficie, lo cual garantiza la hermeticidad e integridad del mismo pozo.

En el carril de al lado se observa las gráficas que componen la ventana operativa, en la cual la gráfica roja puntada es nuestro factor de diseño para la presión de poro, es un factor limitante. La que se observa con un rojo más fuerte por así decirlo es la presión de colapso y continuamos con el gradiente de fractura que se observa, bueno, se observa es del mismo color casi prácticamente. La figura casi no lo deja ver. Se continúa con la gráfica escalonada de color negro que representa la densidad del lodo de perforación a programar, en el cual el operador tuvo el ajuste real necesario para llevarlo a cabo y tener las medidas de seguridad a partir de los pozos de correlación previos. Se continúa con la siguiente curva que nos dice es la del esfuerzo mínimo. Se continúa con el gradiente de fractura y por último con la curva de sobrecarga. Continuando, observamos la geología del pozo, en el cual se observan las bases de cómo fueron hechas para cubrir estos puntos de presiones como les mostraba anteriormente. Las zonas de arcillosidad, perdón, en las cuales se observa de color amarillo y las de interés que ya son los últimos puntos de cuerpo geológico. Como lo manifesté, todo este conjunto de integridad del diseño se hizo a partir de pozos de correlación. Continuamos con el siguiente.

Por último, los elementos de evaluación para el cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos. El pozo Siyan fue considerado en la modificación del Plan de Exploración aprobado, el cual dentro de su plan de perforación cumplió con todos los requisitos que están establecidos en el artículo 27 de los lineamientos. Se dio el soporte técnico para la selección del diseño. Y, por último, se acreditaron los elementos que permitieron alcanzar los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

objetivos, en este caso, si es exitoso de los objetivos geológicos y así como preservar la integridad del pozo durante su ciclo de vida.

Cabe recalcar que tanto en el artículo 32 como el artículo 39, el operador manifestó el uso de la tecnología adecuada para llevar a cabo el éxito de esta perforación. En el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la perforación y el éxito de este pozo aceleraría el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, contribuiría a la reposición de reservas de hidrocarburos en nuestra nación y, como lo manifestaba previamente, el uso de la tecnología, bueno, fue la mejor que se pudo seleccionar para la realización de este pozo. Continuamos. Perdón. De mi parte, fue todo lo que tengo que mencionar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Ortiz. ¿Algún comentario?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me quedó, me intrigó tu comentario en la vez pasada del pozo de 34 millones de dólares. Acá tenemos un pozo que va a 6,700, o sea, más o menos a la misma profundidad.

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- 7,000.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- 7,000 y el otro era 6,700, pero el otro estaba en aguas profundas, estaba a 2,000 metros de tirante de agua y este está a 27 metros, una cosa así. Y sin embargo los costos este es más caro que el otro. ¿Entonces por qué?

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- Si, le puedo contestar rápidamente. Al ser un pozo de alta presión y alta temperatura, se tiene que tener ahí una consideración en el uso de los tubulares. Obviamente cuando no se tiene esta manifestación tanto de la temperatura, de la presión que afecte, se puede hacer un ahorro dentro del uso de las tuberías. Hay que considerar que el gasto de tuberías es alrededor del 40% del proyecto. Entonces en este caso se tiene que comprar una tubería que garantice la hermeticidad y vamos, en este caso la seguridad.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En segundo, el pozo va a tener dos pruebas de producción en las cuales van a utilizar un barco de proceso. El barco de proceso es también un incremento bastante dentro del costo. También cabe recalcar que la reología se tiene, a pesar de que es emulsión inversa, se tiene que hacer tecnología extra en uso de baches o de emulsionantes o de – ¿cómo se llama? – vamos, de mejoras dentro del lodo de perforación para que esto no pase. Eso no quiere quitarle el mérito a aguas profundas, pero simplemente la complejidad de este pozo es mayor que el que se tendría con el pozo que mencionó previamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ingeniero Alcántara.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo quisiera mencionar un poco sobre ese costo que se mencionó en la reunión anterior y lo que ahora se presenta. Normalmente Petróleos Mexicanos tiene dos tipos de contratos para presentar sus presupuestos. Entonces si nosotros revisamos la parte de la planeación que es el VCD que utiliza Petróleos Mexicanos, utiliza un tipo de contrato para esa evaluación que es casi del 50% menor a la que finalmente se utiliza cuando hacen la solicitud de autorización del pozo. Es una cuestión de administración que tiene ahí Petróleos Mexicanos, no nos han dado mayores detalles al respecto, pero es esa ambivalencia de tipo de contrato para la parte de planeación y para la parte ya de autorización del pozo. Eso, por un lado.

Por otro, en la parte ya que llevamos analizada de pozos y todo esto, más o menos un pozo en aguas someras es de alrededor de 1,200 millones de pesos y un pozo en aguas profundas está cercano a los 2,000 y a veces lo rebasa. Entonces es importante también ver ese tipo de detalles. En el caso de este pozo, además de lo que mencionó el ingeniero Ortiz, es que estos pozos de alta presión y alta temperatura aquí se ha manifestado muchas veces los tiempos se incrementan porque en este tipo de pozos hay pérdidas de circulación, hay fricciones, hay arrastres, hay derrumbes. Todo esto conlleva el que el operador tenga que tener un mayor control, sobre todo de los fluidos de perforación en este caso, que rara vez tocamos aquí en este tipo de presentaciones.

Sin embargo, para estos pozos es trascendente porque, como vimos en la ventana operativa, hay una zona de presiones anormales y de un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

incremento de presión con fluidos de perforación hasta los 2 gr/cm<sup>3</sup>. Entonces esto implica una alta incorporación de sólidos, además de lo que se incorpora por los derrumbes o las fricciones que se tengan dentro del agujero. Implica tener tratamientos de ese lodo para darle una limpieza adecuada antes de que regrese nuevamente a continuar la perforación. Todo esto para que no incremente la densidad equivalente y que se produzcan problemas técnicos como de fracturas, como de atrapamientos de tubería, atrapamientos e incluso pez que se tienen de sartas como pudimos comprobar con los pozos de correlación en donde dejan alrededor de 30 metros de tuberías de revestimiento. Atrapamientos de las mismas sondas con las que se toman registros. Entonces todo eso pues ya sumado involucra ese incremento en los presupuestos para la perforación del pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ingeniero Silva.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- También Comisionado. Si vemos en la gráfica en donde están los costos, el grueso del costo total de la perforación del pozo se lo atribuimos a lo que es la perforación y, tal como lo comentó el ingeniero Alcántara, la perforación es mucho mayor debido a los días que están programando para perforar este pozo. En este caso son 130 días. El grueso de la perforación lo lleva el equipo de perforación para este rubro. Estamos hablando de 530, alrededor de 530 millones de pesos para la perforación. Si lo dividimos entre los 130 días, eso nos da una tarifa aproximadamente como de 190,000 dólares por día de la tarifa de perforación de los equipos de este tipo de plataformas que son autoelevables, que es comparable con las plataformas que se han estado utilizando para la perforación de los otros pozos.

Si a esa tarifa la multiplicamos por el número de días, eso se incrementa bastante en el rubro de perforación. A diferencia del pozo de aguas profundas, es que lo habían programado tiempos menores para perforarlo, alrededor de mes y medio, dos meses de perforación. Por eso los costos se reducen bastante pese a que es un pozo de aguas profundas. Este es un pozo que es aguas someras, es más profundo y tiene mayor tiempo de perforación. Eso hace que incremente bastante en el rubro de perforación



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

los costos. En la parte de terminación, bueno, ya como lo mencionó el ingeniero Israel, consideran dos pruebas de producción, una a nivel Jurásico y otra a nivel Cretácico y adicionalmente a las pruebas de producción se le tiene que sumar el barco de proceso que están utilizando. Esa es la principal diferencia, es el tiempo que están utilizando en perforar un pozo. Aunque sea un pozo en aguas ultra profundas es mejor tiempo comparado con este pozo que es en aguas someras que es mayor tiempo y de mayor complejidad debido al gradiente, a las curvas de presión de poro que manifiesta este pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, si vemos las profundidades de ellos, no están tan diferentes. Son 7,060 en un caso y 6,750 en otro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En tres meses de perforación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces, digo, puede ser cosas totalmente diferentes. O sea, obviamente hay muchas cosas que pueden variar de pozo en pozo. Sin embargo, si aquí tenemos un pozo que lograron llegar a 6,700 y costó 30 millones y acá tenemos otro con un costo diferente, puede ser atribuible a, no sé, a la temperatura. Puede ser atribuible quizá a otra presión, puede ser atribuible al tipo de roca, etc. Sin embargo, tenemos que entender para poder decir, oye, a la buena estos están haciendo algo diferente bueno. No estamos diciendo que acá haya algún error, sino la pregunta es, oye, a la buena aquí están usando – lo que tú quieras – un nuevo sistema de perforación y eso a nosotros nos ayuda a ir como que haciendo un archivo, orientando. Decir, oye, por qué no pruebas este tipo de perforación nueva. A la buena no aplica, no más digo hay que estar atentos a qué está pasando realmente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. Si, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias. Yo me quedo con esto último que apunta el doctor Moreira. Creo que es muy importante, sería muy importante que en nuestras tareas de seguimiento, de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

supervisión, de verificación, pudiéramos tener pues qué va pasando en estos pozos. ¿No? Y quizá valdría muchísimo la pena tener los pozos que ya se han ido concluyendo, tener esta información y tener una base de datos – además, ya se había comentado – pues que nos permite ir teniendo esta información de manera constante. ¿No? Porque en efecto pues este pozo puede tener muchísimas complicaciones técnicas y seguramente hay elementos que explican la diferencia en los costos. Creo que lo que es muy relevante es que, más allá de las explicaciones que ahorita nos puedan dar, es ver hacia atrás cuando es que el pozo se perfora, saber qué pasó y tener una base de datos, insisto, que nos pueda dar estas referencias. Creo que hacia el futuro es fundamental que el Órgano regulador tenga estas distintas tecnologías, técnicas, tiempos y que se traduzcan en poder comparar los costos.

Eso al final va a ser muy importante, porque ahora hacemos una referencia con costos internacionales y yo creo que es valioso, es importante. Pero mientras más pozos se vayan perforando creo que es muy, muy importante que tengamos la base de datos nacional de lo que va pasando en el país. Entonces, digo, yo no tengo problema. El primer pozo, el de la empresa ENI pues es – se dijo – un Contrato de Licencia donde no existe recuperación de costos. Lo más delicado sería que el costo estuviera muy elevado. Eso creo que sí sería de llamar la atención. Acá lo que nos llama la atención es que aparentemente es muy poco el dinero que va a invertir ENI ahí en comparación con el que va a invertir Petróleos Mexicanos.

Y yo solamente apunto, se comentó en el tema de ENI, el tema de los tiempos que se toma ASEA. Pues otra vez, igual que lo dije en el tema de costos, valdría la pena tener una comparativa de cuánto tiempo se ha tomado ASEA en los distintos contratos que ya tenemos hoy aprobados porque la etapa de transición de arranque, en efecto lo decía nuestro abogado Ramón Massieu, dura 180 días y ahí tiene el contratista que iniciar el trámite de la línea base ambiental. No quiere decir que en ese plazo lo tenga que concluir, pero sería muy importante saber cuánto tiempo se toman más o menos los contratistas en agotar este requisito, por un lado.

Y en este de PEP, pues otra vez. Señalar que es un contrato, una asignación perdóneme, de exploración que concluirá el 27 de agosto y si bien la resolución establece que PEP deberá tener el título jurídico que le permita



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

seguir perforando, pues es un tema forma. Yo no encuentro ahorita ninguna objeción para votar a favor, pero debo decir que estamos autorizando pozos para los que faltan claramente algunos días para que la asignación concluya y respecto de los cuales es evidente pues que la perforación va a tomar más tiempo del que tiene ahora PEP como asignatario. Es un tema que veremos en su oportunidad, pero no puedo dejar de señalarlo. Muchas gracias doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. El costo del pozo 1,623 millones la terminación y la perforación. Me gustaría que pusieran la lámina en donde están los asentamientos de tubería de revestimiento para comentar un poquito más acerca de la complejidad técnica. Empiezo diciendo que perforar un pozo no es trivial, que requiere una gran cantidad de conocimientos y no solamente en la perforación, sino también para todos los equipos que están en las plataformas, sistemas eléctricos, sistemas computacionales, etc. Pero este pozo en especial es bastante complejo como se puede ver ahí en la lámina. ¿A dónde se ve? Lo voy a tratar de ejemplificar.

Porque si bien el ingeniero Alcántara dice es que en algún momento tienen que utilizarse densidades de hasta  $2 \text{ gr/cm}^3$ , creo que hay que explicar qué significa  $2 \text{ gr/cm}^3$ . Es una densidad de lodo mucho, muy alta. A 5,000 metros, vamos a suponer aquí en donde estoy poniendo el cursor. A 5,000 metros la presión normal que deberíamos esperar son  $500 \text{ kg/cm}^2$ . Esa es la presión normal. La presión que está ejerciendo el lodo ahí son  $1,000 \text{ kg/cm}^2$ , es enorme, es una presión enorme. Si vamos bajando todavía a una mayor profundidad observamos que la zona de presión anormal, como es general en todos los pozos, pues no desaparece. Sigue quedando con una presión muy alta. La presión del lodo al final es del orden de  $1.93 \text{ gr/cm}^3$ . El yacimiento está super presionado. A la profundidad de 7,000 metros tiene  $1,300 \text{ kg/cm}^2$ . Eso lo que genera es que haya muchas tuberías adicionales como está aquí representado.

Entonces para poder comparar un pozo contra otro pozo, y ya se explicó aquí, habría que ver cuántas tuberías de revestimiento, había que también identificar el tipo de lodo que se requiere, porque ese lodo de  $2 \text{ gr/cm}^3$  es



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

bastante complicado de manejar y ya lo dijo el ingeniero Alcántara, porque los recortes tienen que levantarse y en la superficie tiene que limpiarse el lodo para que vuelva a bajar. Pero también aquí hay otra cosa bien interesante. Este perfil que viene aquí que es el que está a la extrema derecha que está como moradito nos dice que muy someramente la roca está super densa. ¿Sí? Eso es lo que nos dice. Y en la medida que va profundizando pues es más compacta y más densa, pero muy en la superficie a esta altura como a 700-800 metros ya la perforación está encontrando roca muy dura y obvio pues los tiempos de perforación se incrementan. Entonces todas esas cuestiones son las que tendríamos que ir identificando.

Pero yo quiero concluir comentando que Petróleos Mexicanos tiene la experiencia, que ojalá tenga un buen resultado con este pozo exploratorio y que en la medida que van avanzando cualquier operador lo que hace es hacer el post mortem del pozo, revisar qué fue lo que pasó y siempre lo que buscan los operadores es ir disminuyendo los costos. Está muy bien el tener el comparativo a nivel internacional, pero en general la comparación tiene que ser con los pozos que ya se perforaron en el área y cada vez tienen que ser más baratos y hasta se podría llegar a alguna conclusión de que pudieran ser 20%, 30% más barato en los estudios del propio yacimiento. Aunado a lo que dice el Comisionado Pimentel, sí hay que tener los estudios comparativos internacionales, pero hay que darle seguimiento no solamente a este pozo, sino a todos los pozos que siguen en la perforación de ese mismo yacimiento.

6  
Pero es bien diferente a cuando es un Contrato de Licencia a cuando es un Contrato de Producción Compartida en el sentido de que el Estado tiene diferentes dividendos, pero desde el punto de vista tecnológico sí es importante seguirlos. Porque si vemos, como decía el doctor Moreira que hay un operador que en lugar de bajar el 20% el segundo pozo lo hace en 30, pues habría que plantear que hay un área de oportunidad para los demás operadores para ir a platicar con los otros. Precisamente creo que una de las grandes funciones que tienen los reguladores como nosotros, como la CNH, es dar a conocer toda esa información pues para que cada vez sea mucho más competitivo toda la extracción de hidrocarburos. Y no olvidemos por ejemplo en Estados Unidos qué pasó con los no convencionales que se fueron para abajo en costo. Y cuando bajaron los





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

precios del petróleo toda la gente decía no, pues no van a poder, no es rentable y lo hicieron rentable bajando costos.

Entonces una de las reglas del juego aquí es bajar costos y las otras las que ya sabemos, hay que incrementar reservas, hay que incrementar producción, etc., etc. Entonces pues ojalá tengan mucha suerte con este pozo que es 1,623 millones de pesos. ¿No? Es bastante y creo que hay que concientizarse que esto es una inversión, porque mucha gente también lo plantea como que es un gasto. Pues no, si esto resulta favorable, la rentabilidad paga el pozo con creces.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quería aclarar. No estoy diciendo que aquí se cometió un error, no estoy diciendo que se hizo mal. Yo lo que estoy diciendo es de que generalmente el progreso de la ciencia ha sido por mejoramiento que es lento, lento, lento, pero ahí vas o cuando hay un cambio. Y una vez fui yo a un museo de tecnología y tenían los 20 descubrimientos que han cambiado la humanidad. Y decía por ejemplo cuando se inventó el acero. El acero cambió todo, sino no pudiéramos tener edificios ni techos de este tamaño. Y otro es el diseño de las barrenas y te pone las barrenas antes y las barrenas después y cómo de repente podías perforar a 1,000 metros con una sola barrena y eso de repente llega y hay que estar atento si ese desarrollo se está presentando, quién lo tiene, por qué y cómo acceder a la nueva tecnología. Ese era mi comentario. Si acá son 30 millones y acá son 100, pues puede haber muchas razones muy tradicionales, pero puede haber un cambio sustancial al cual tenemos que estar atentos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno. Si no hay más comentarios, Secretaría Ejecutiva podría leernos la propuesta de acuerdo.”

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.43.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado, Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, para realizar la Perforación del Pozo Exploratorio en Aguas Someras Siyan-1EXP.

### **ACUERDO CNH.E.43.002/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra 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 en Aguas Someras Siyan-1EXP.

### **II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el inicio y la instrucción de la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Fausto Álvarez Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica 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:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Álvarez.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- ¿Qué tal? Muy buenas tardes Comisionada. Buenas tardes Comisionados. Buenas tardes a todos. Como bien lo comenta la Secretaria Ejecutiva, el primer tema que traemos hoy en día al Órgano de Gobierno trata con respecto al inicio del procedimiento de terminación anticipada de una parte del área contractual correspondiente al contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017. Adelante.

En ese sentido como antecedentes o datos generales del propio contrato, este es un contrato en modelo de tipo licencia que se celebró el 8 de diciembre del 2017, esa es su fecha efectiva y este fue firmado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos e Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración y Producción, S.A. de C.V. Este contrato tiene una superficie de 360.34 km<sup>2</sup>. Se ubica al norte de la república mexicana entre los estados de Nuevo León y Tamaulipas, en los municipios de China, General Bravo y Reynosa. Y los principales campos que tiene asociado este contrato es el de Leyenda, Chalupa y Bragado. Adelante.

Antecedentes adicionales. Está el contratista, nos ingresa el 25 de junio de este año una notificación con respecto a la renuncia irrevocable a una parte del área contractual en términos de lo que establece el propio contrato en la cláusula 3.4 en el mismo. Adelante. En ese sentido, el área objeto de la renuncia es una superficie de 180 km<sup>2</sup> que se ve identificada ahí por tres polígonos en color azul en la lámina que ustedes están observando y lo que el contratista pretende retener es lo que aparece en color verde. Dentro de esta área contractual, en específico dentro de estos tres polígonos a los cuales el contratista renuncia, se encuentran cuatro pozos y los cuatro pozos están taponados. Y aparte de estar taponados, dentro de la declaratoria de utilidad y no utilidad dentro de la etapa de transición de arranque del contrato, el contratista también los señala como pozos no útiles.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En ese sentido, el área contractual – como bien lo mencionaba en la primera lámina – consta de 360 km<sup>2</sup> aproximadamente y el área objeto de la renuncia es de 180 km<sup>2</sup>. Esto apoyado con la validación de nuestro Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Por lo tanto, el área contractual que se estima que siga siendo objeto del contrato es de alrededor de 180.337 km<sup>2</sup>. Aquí es importante recalcar que, a diferencia de lo que presentamos el día de ayer, ayer presentábamos la conclusión del procedimiento. Aquí lo que estamos presentando es el inicio del procedimiento de terminación anticipada. Aquí apenas recibimos la notificación y como parte de todo ese proceso de notificación lo que tiene que hacer la Comisión Nacional de Hidrocarburos es pues revisar que esto se haga conforme a contrato y que se cumpla conforme a lo que establecen las propias cláusulas del contrato.

En ese sentido, en la cláusula 3.4 del modelo de contrato de esta convocatoria 2.2 establece que el contratista podrá en cualquier momento renunciar de manera total o parcial a una parte del área contractual y con ello dará por terminado el contrato en relación a esa área contractual en cuestión con la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pero a lo que también es importante recalcar es que dicha obligación o dicha renuncia no afectará otras obligaciones adicionales como es la terminación del Programa Mínimo de Trabajo que ya tiene el contratista como parte de la firma del contrato, así como tampoco el abandono o la entrega del área de acuerdo a lo que establece también la cláusula 18 del contrato. Y de igual manera la renuncia o devolución del área contractual de acuerdo a lo que determina en la cláusula 7 también del contrato. Adelante.

En ese sentido, cuando un contratista de acuerdo a lo que nos presenta el operador en este caso hace una notificación de renuncia parcial de alguna parte del área contractual, lo que ocurre es que se detona la cláusula 18.7 de la etapa de transición final. Da inicio formalmente a esa etapa dentro del contrato y lo que establece a grandes rasgos esta cláusula es que esta notificación de renuncia, como ya bien lo dije, corresponde al inicio de la etapa de transición final y que tendrá una duración de 180 días con una posible prórroga a 90 días adicionales. Durante esta etapa, también se establece dentro de los muchos incisos del clausulado que será la Comisión quien podrá acompañar al contratista a hacer la validación en campo de la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

infraestructura o bien a través de la designación de un tercero que la Comisión decida.

Adicional a esto, dentro del mismo clausulado establece que el contratista deberá de entregar lo que es el inventario de activos e informe de la totalidad de los pozos y materiales del área cuestión de la renuncia. Nos tendrá que presentar un informe del estado que guardan los yacimientos del subsuelo. Tendrá que presentar en su caso informe de producción, reporte actualizado del sistema de reclamaciones de gestión social y una actualización de lo que ya presentó en la etapa de transición de arranque de la línea base ambiental.

En ese sentido, otros elementos que consideramos importantes mencionar acerca de este contrato es que actualmente se encuentra en periodo de exploración. Tiene aprobado un Plan de Exploración y un Programa Provisional aprobado. ¿Por qué? Porque dentro de esta área, adicional a tener los derechos de exploración, venían acompañados con los campos que les mencionaba en la primera lámina. Entonces tiene campos en producción y entonces se requiere de un Plan Provisional para dar continuidad operativa. Y de igual manera tiene ya ingresado el Plan de Desarrollo para el área y está en proceso de dictaminación por esta Comisión.

En ese sentido, como parte de lo ya anteriormente expuesto, lo que traemos como proyecto de resolución para esta área contractual se compone de cuatro elementos. El primero que es el más importante que es instruir la sustentación del procedimiento de terminación anticipada para este contrato durante el cual se tomará en consideración la reducción del área contractual y que sobre todo no afecte las actividades petroleras que ya el contratista tenía previstas dentro del Plan de Exploración aprobado y de lo que ya también presentó como parte del Plan de Desarrollo que está en proceso de aprobación aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. De igual manera estará el tema de instruir la designación ya sea de personal de la Comisión o de un tercero que acompañará al contratista en esta etapa de transición final. El tercer punto será obviamente la notificación de la resolución al contratista y a las autoridades competentes y obviamente también la inscripción de esta resolución al Registro Público de la Comisión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En ese sentido, si recordarán como lo vimos el día de ayer, una vez que se da la instrucción para el inicio del proceso de terminación anticipada, básicamente lo que procede es que el contratista presente toda esa información que les mencioné en las láminas anteriores y que las diferentes áreas de la Comisión nos dediquemos a hacer la revisión y evaluación e incluso la visita de campo para la validación de la infraestructura que reporta el contratista. Una vez terminado ese proceso de consultas, no solamente son consultas al interior, sino también serían consultas al exterior como la Secretaría de Energía, ASEA misma. Es cuando ya vendríamos nuevamente con este tema a dar el siguiente paso que sería la Conclusión del proceso de terminación. Pero en este caso en particular es el inicio del procedimiento de terminación anticipada para que podamos, entre las diferentes áreas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos armar el expediente. Y con eso termino la presentación de este primer tema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Álvarez. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En este caso el contratista tiene todo el derecho de renunciar parcialmente al área, no hay ningún problema. Si vamos desde el punto de vista lógico, no veo que haya terminado su Plan de Evaluación. ¿Entonces no sería más lógico que se esperara a terminar el Plan de Evaluación y luego hacer la renuncia?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Lo que ha manifestado el contratista con respecto al área contractual es que con la información que ellos ya tienen, dicha información que viene no solamente de los cuartos de datos, sino también la información que se da como parte de la etapa de transición de arranque, hay un acto de entrega, ahí se da información adicional al contratista que estaba en poder del operador anterior. Dicen que con esa información ellos no ven oportunidades realmente atractivas en los polígonos que se señalaron dentro del área contractual.

Y adicional a esto, pues habrá que recordar también que estos colegas, los operadores petroleros pagan una contraprestación y un impuesto por actividad exploratoria. ¿No? Entonces ahí supongo que también va un poco



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de la mano el costo asociado a tener un área que ellos consideran que no les genera un valor potencial futuro y por la cual están pagando tanto un impuesto como una contraprestación. Entonces supongo esa es la razón por la cual regresan el área con independencia de que, como bien comenta, aún están en este periodo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Imagínate que ya perforaste el primer pozo y fue exitoso, estás en tu periodo de exploración. Y a la hora en que haces evaluación resulta ser que el campo realmente se extiende hacia el área a la cual ya renunciaste. Entonces ya renunciaste a algo que potencialmente pudiera ser importante. Pero están en todo su derecho de hacerlo, no estoy discutiendo eso. Nomás me sorprende que lo estén haciendo en esta fase.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Y también por lo que sabemos del Plan de Exploración que ha presentado el contratista, tiene la identificación de un par de prospectos dentro del área contractual que aparecía en color verde y se encuentran ubicados completamente dentro del área. Ellos no prevén que el prospecto o la estructura se extienda más allá del área contractual con la que deciden quedarse.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.43.003/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato para



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R02-L02-A1.BG/2017.

### **ACUERDO CNH.E.43.003/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 28, fracción VII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como la Cláusula 3.4 del Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia e instruye la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del citado contrato.

#### **II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la conclusión del procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Fausto Álvarez Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Álvarez, de nuevo.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionada, buenas tardes otra vez. A diferencia del tema que acabamos de exponer que era el inicio del procedimiento, lo que nos ocupa para este contrato el CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018 ya estamos en la parte de la conclusión del procedimiento, algo similar a lo que vimos el día de ayer también. Adelante.

En términos generales, como datos propios del área contractual, este contrato a diferencia del anterior es un Contrato de Producción Compartida. Este contrato fue celebrado el 27 de junio del 2018 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. y Citla Energy B15, S.A.P.I. de C.V. Este contrato fue de los últimos contratos asignados dentro de la convocatoria 3.1. Está ubicado en aguas someras del golfo frente a las costas de Veracruz y tiene derechos tanto de exploración como de extracción. La superficie total contemplada del área contractual en el anexo 1 es de 961.652 km<sup>2</sup>. El hidrocarburo que se espera que provenga de esta área va de aceite ligero y gas seco y dentro de los plays que se contemplan es Jurásico Tardío, Cretácico Medio y Mioceno.

Tal cual como lo hemos venido haciendo para todos los demás procesos que son similares a este, como antecedentes al proyecto tenemos que fue el 27 de junio del 2018 donde el operador notificó a la Comisión la renuncia irrevocable a una parte del área contractual. Si se fijan, coincide con la fecha de la firma. El operador petrolero hace esa manifestación justo a la firma del contrato y dentro de la manifestación del operador al por qué su interés de regresar esta área, pues su principal interés está el de salvaguardar áreas naturales en virtud de que parte del área contractual objeto de la renuncia a su parecer se encuentra cerca de la línea costera y se interpone con diversos receptores ambientales. Adicional a esto, se encuentra próxima a áreas protegidas y a la existencia de manglares y arrecifes coralinos que ellos han podido posiblemente identificar derivado de los estudios de línea base ambiental y otros estudios que han realizado dentro del área contractual.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

El 27 de julio del 2018 el operador ya presenta toda la información en cumplimiento de lo que establece en este caso es la cláusula 19.7 del contrato, con la finalidad de que la Comisión determinara en su caso el inicio del procedimiento y darle también la conclusión al mismo. Para el 7 de agosto, el Órgano de Gobierno mediante la resolución CNH.E.46.002/18 resolvió el iniciar e instruirnos a las diferentes áreas de esta Comisión a sustentar el proceso de manera documental.

Lo que ven ahí es simplemente lo que les acabo de platicar, nada más en una línea de tiempo donde aparece el inicio de la etapa de transición final junto prácticamente con el inicio propio del contrato y de la etapa de transición de arranque. Los diferentes hitos donde el contratista he venido entregando la información y donde un poco la extensión o el tiempo que nos llevó hacer este proceso fue por el tema de la presentación también de la línea base ambiental que vi que era un tema de lo que tocaban dentro de esta misma sesión. ¿No? Porque ya el contrato establece que son esos 180 días y el contratista puede pedir una prórroga de 90 días adicionales para la presentación. Esto solamente para la presentación. Pero a eso habría que adicionarle el tiempo que también establece el contrato, que si mal no recuerdo son 90 días más, más una posible prórroga de otros 30 para que haya un pronunciamiento por parte de la autoridad en términos de la aceptación o no de la línea base ambiental. Y también la característica particular de este contrato pues que fue el mismo momento en el tiempo donde inicia la etapa de transición de arranque donde debería de presentar la línea base ambiental y en ese mismo momento inicia la etapa de transición final donde también había que presentar una línea base ambiental como también lo establece el contrato. Adelante.

En este sentido, lo que pueden observar ustedes ahí en esta siguiente lámina es el área objeto de la renuncia. El área objeto de la renuncia es de 467.073 km<sup>2</sup> y al ser una de las áreas nuevas y exploratoria no existe pozos e infraestructura dentro de esta área. Adelante.

Como lo habíamos presentado el día de ayer, nada más para hacer una breve recapitulación del proceso que se siguió en términos de iniciar esta etapa de transición final, está el primer tema que era la renuncia parcial que es esta manifestación del contratista, donde venimos y el Órgano de Gobierno se manifiesta a favor. Entonces eso nos da a través de una



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

resolución los argumentos para iniciar este proceso. Lo que ocurre después una vez iniciado ese proceso es que viene ya el procedimiento de terminación anticipada como tal, donde prácticamente nos enfocamos en tres cosas. El análisis técnico de la cláusula 19.7, que es prácticamente donde se establecen todos aquellos elementos o documentos que deberá de presentar el operador petrolero, dentro de lo que destaca el inventario de activos, informe de pozos y materiales, línea base, que muchas de estas cosas se facilitaron en este contrato porque al no haber infraestructura o al no haber actividad previa pues no habría que entregarlo.

Obviamente también hubo que hacer el tema de consultas internas y externas como se hace en otras ocasiones para procedimientos como este y finalmente lo que ocurrirá hoy, en dado caso de que este Órgano así lo considere apropiado, pues será la conclusión al procedimiento derivado del análisis que se hizo entre las diferentes áreas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y lo que conllevará a la entrega del área contractual donde destacan tres elementos. El primero de ellos es la firma del Convenio Modificatorio porque al modificarse el área contractual implica una modificación al contrato al anexo 1 y habría que modificar el nuevo kilometraje asociado al área contractual objeto del contrato. A que se haga un Acta de Entrega-Recepción, donde se entregue formalmente el área al Estado y en dado caso generar los finiquitos correspondientes también como lo establece el propio contrato.

En ese sentido, dentro de los procesos de las consultas internas que se realizaron en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el caso del área de dictámenes de exploración opinó que la renuncia a una parte del área contractual no tiene implicaciones en el Plan de Exploración presentado por el contratista, mismo que se encuentra actualmente en proceso de exploración. Por parte de la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica también informó que la renuncia en cuestión no tiene implicaciones sobre presupuestos presentados por el contratista. Y con apoyo del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos es quien nos ayuda en la validación de las coordenadas y por ende en el cálculo de la superficie que será objeto final del contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Tomando en consideración todo lo anterior más el seguimiento que seguimos dentro de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, consideramos que no afecta para nada las actividades petroleras y no tiene implicaciones en el presupuesto que ha presentado como parte del Plan de Exploración que actualmente se encuentra en aprobación en esta Comisión.

En ese sentido, el contratista – como ya lo mencionaba – dio cumplimiento a los diferentes elementos que se contemplan dentro de la cláusula 19.7 de este proceso de terminación anticipada en términos de que presentó toda la documentación adecuada. Adelante. Y algo importante de recalcar que también recalcábamos el día de ayer que el hecho de que haya una renuncia parcial al área contractual esto no exime al contratista de otras obligaciones que sigue acarreado y es lo que explicábamos en la sesión del día de ayer. En el tema de la devolución del área pues tendrá que ampararse en lo que establece tanto la cláusula 7 como 19 del contrato, que ambas hablan de la reducción, el abandono y la entrega del área contractual. El tema de mantener los registros contables activos en su cuenta operativa y por un periodo de hasta cinco años, porque así se establece no solamente en el clausulado contractual, sino en el anexo 4 en su numeral 1.3. La suscripción del Finiquito en dado caso de que así ocurra, seis meses posterior a la finalización o a la terminación. La cláusula de indemnización y de igual manera la cláusula de confidencialidad en términos de que, con independencia de que el operador petrolero o contratista haya renunciado al área contractual, pues no podrá compartir información técnica con ninguna otra compañía. Adelante.

Dado todo lo anterior, en resumen, lo que ocurriría es que – como lo veíamos en la primera lámina – el área contractual consistía en un total de 961.652 km<sup>2</sup>. El área objeto de la renuncia que ustedes pueden observar ahí del lado derecho en color gris corresponde a 467.073 km<sup>2</sup> y por ende la nueva área contractual que estaría siendo actualizada a través de ese convenio modificatorio en el anexo 1 sería de 494.634 km<sup>2</sup>.

En ese sentido, el proyecto de resolución que traemos el día de hoy con ustedes es principalmente dar por concluido el procedimiento de la terminación anticipada por parte del contratista. Obviamente que se determine la fecha de terminación de la etapa de transición final del



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

contrato relativa a la parte objeto de la renuncia y esta será una vez que el área contractual haya sido formalmente devuelta por el contratista o el operador petrolero. Instruir la celebración de esta Acta de Entrega-Recepción que mencionábamos anteriormente. Obviamente también instruir que se suscriba este convenio modificatorio donde se vea reflejado ya el nuevo polígono asociado al área contractual objeto de este contrato. Instruir de igual manera en caso de ser procedente el finiquito correspondiente y notificar esta resolución tanto al contratista como a todos aquellos interesados en esta resolución. Y finalmente, inscribir la resolución en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y con eso finalizo la presentación Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Álvarez. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que este caso nos permite ejemplificar varios mitos. Me gustaría que pusieran la lámina donde está toda el área contractual, donde está la fecha efectiva. Esa, esa, esa. Lo primero que creo que hay que derribar el mito es que las operadoras cuando ganan una licitación cuando se adjudican es cuando empiezan a aprender del área. Eso no es cierto. Desde antes de que entre la licitación ellos estudian todo y precisamente este es uno de los ejemplos en donde el día que se le adjudica, ese mismo día dice, “¿sabes qué? No quiero toda la parte de izquierda de lo que está ahí”. ¿Pero qué significa el que deje esa parte? Significan, según unos cálculos que hice por aquí, 537,000 pesos menos por mes. ¿Sí? Porque dejan de pagar este derecho de los 1,150 pesos por km<sup>2</sup>. El operador no ve que en esa parte haya posibilidad para poder encontrar hidrocarburo. Pero también hay otro mito en donde se plantea que áreas tan grandes como estas que son casi 1,000 km<sup>2</sup> son muy difíciles para que las operadoras puedan analizarlas en tiempo rápido.

Pues también aquí se derriba el mito, ¿no? Porque cuando les adjudican ellos dicen, “no queremos esta parte” y dejan la mitad. Están reduciendo, pues sí, casi la mitad: 430 y tantos, ¿400 cuántos son? 467 km<sup>2</sup>. Entonces pues toda esta parte la dejan, pero también hay una cuestión que me parece ser que hay que comentar y es la mejora regulatoria en todas nuestras instituciones. Porque la ley plantea que no se puede regresar



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hasta que no se tenga una línea base ambiental y resulta que todavía ni siquiera entran al área y hay que pedirles una línea base ambiental de algo que pues ni siquiera han tenido la oportunidad de cambiar. Lo dejo ahí nada más en el aire, en el tintero. Obviamente no es una situación de nosotros, eso no depende de nosotros, depende de otra institución. Pero finalmente creo que hay que buscar mejoras regulatorias para que las cosas se puedan dar en la forma más rápida posible, pero obviamente siempre cuidando el medio ambiente, cuidando los intereses del Estado. Y hasta ahí termino.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Y si me lo permites doctor ahondar un poco en el comentario que hacías. No solamente son esos 500,000, porque eso es la contraprestación. Adicional a eso en la etapa exploratoria también hay un impuesto por actividad exploratoria, que también es de alrededor de otros 1,700 pesos por km<sup>2</sup>. Entonces en realidad esa cantidad habría que multiplicarla por dos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un millón, un millón de pesos por cada mes.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es correcto. Y adicional a eso, como bien mencionas, ellos pues desde el momento que se anuncia la licitación y comienzan a analizarla con la información que hay en el cuarto de datos, etc. Y una particularidad de esa área contractual es que en esa área que se encuentra hacia el Este – perdón, Oeste – no hay cobertura sísmica. O sea, en ese cubo particularmente no hay cobertura sísmica. Entonces también pues ellos derivado de donde sí tenían información, donde había datos, etc., etc., ven prospectividad en el área, pero no ven prospectividad de ese lado del área. Precisamente pues por estos temas de la proximidad a manglares, a arrecifes y a cuestiones y quizá por eso es que en esa área no exista cobertura sísmica. ¿No?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Excelente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Yo solamente sin entrar a controversia, o sea, quizá también vale la pena considerar políticas de ciertas operadoras. ¿No? En este caso, a pesar de que a nivel en este



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

caso de la Secretaría de Medio Ambiente las zonas protegidas están muy bien definidas por parte de la Secretaría de Medio Ambiente y desde luego fueron excluidas cualquier área a licitar de esas áreas, en este caso la operadora cuando menos a nivel de su justificación, que no tendría por qué dar ninguna justificación al momento de dar, de querer abandonar algún área. Ellos sí manejan tres puntos que para mí sí son relevantes. O sea, más allá de que no haya sísmica, porque hay muchos que no hay sísmica y ellos lo que tratan es adquirir sísmica para ver si hay oportunidades exploratorias en esa área.

Ellos dicen se encuentra cerca de una línea costera y se superpone con diversos receptores ambientales vulnerables. Dos, se encuentra próxima a áreas protegidas. Y tercero, la existencia de manglares y arrecifes coralinos que son clasificados en México como sitios marinos prioritarios. Entonces esos tres puntos ellos desde el principio pusieron como parte de la justificación por lo cual, que no deberían de haber puesto ninguna justificación, pero ellos sí ponen esos tres puntos importantes para dejar el área. Desde luego que lo estudian, pero aquí sí hay que ser claros. En un momento dado, como lo dijo hace rato el Comisionado Moreira. Si ellos en algún momento encontraran un área o un yacimiento que saliera de su área en este caso ya delimitada, aunque el objetivo estuviera fuera de esa área, no podrían explotar o desarrollar un yacimiento fuera de esa área, nada más dentro de su área, del área contractual que tendrían ya delimitada. Entonces, digo, también hay ciertas políticas a nivel de algunas operadoras que van más allá. No voy a decir mucho más allá, pero sí más allá de las áreas protegidas que se tienen a nivel de las leyes mexicanas. ¿No? En este caso creo que sí se manifiesta por la justificación que ellos dieron. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, podría leer la propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.43.004/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de  
Hidrocarburos resuelve dar por concluido el procedimiento



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida en Aguas Someras, CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

### **ACUERDO CNH.E.43.004/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VII y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 28, fracción VII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como la Cláusula 3.4 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve dar por concluido el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del citado contrato.

#### **II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH.R01-L03-A4/2015.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al licenciado Joshua Gamboa Dardón, Director General de Contratos.

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Gamboa, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias, muy buenas tardes. El día de hoy traemos a su consideración un incumplimiento contractual respecto de un contrato derivado de la ronda 1, licitación 3, específicamente el área 4. Nuestro contratista, como ya lo mencionaron, es Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. Podemos la que sigue por favor. Gracias.

El área contractual, como ya lo mencioné, es la número 4, Calicanto. Esta está ubicada en Huimanguillo, Tabasco. Resalto que es un contrato de tipo licencia que tiene vigente un Plan de Evaluación y que tiene comprometidas 9,428 unidades de trabajo para realizarse durante el periodo de evaluación de este contrato. En la siguiente lámina quisiera yo mostrarles o resaltar dos cosas. La primera, algunos aspectos relevantes de la vida de este contrato y la segunda, tratar de exponerles de manera gráfica cuál es el incumplimiento que estamos trayendo a su consideración el día de hoy.

Quisiera comenzar hablando del periodo adicional de evaluación. El periodo adicional de evaluación de este contrato estaba autorizado al 3 de mayo de 2019. Sin embargo, derivado de la publicación de los nuevos Lineamientos de Planes, este contratista, así como todos los contratistas, tuvieron derecho de solicitar una prórroga al periodo adicional de evaluación. Esta prórroga que se autorizó al contratista fue de 12 meses a partir del 3 de mayo de 2019, por lo que ahora su periodo adicional de evaluación tendrá una duración en su caso al 3 de mayo de 2020. Ahora, quisiera resaltar que para dar cumplimiento a las unidades de trabajo que los contratistas deben realizar durante el periodo adicional de evaluación, estos deben de presentar a la Comisión una garantía que se denomina garantía de cumplimiento. Esta garantía de cumplimiento debe de tener ciertas características. La que pienso resaltar el día de hoy es la vigencia.

La vigencia de estas garantías señala el contrato que deben de tener una vigencia del periodo adicional de evaluación más 180 días. Esto es para efecto de que, en caso de que no se cumpliera, la Comisión pudiera ejecutar esta garantía de las actividades durante este periodo. Al día de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hoy tenemos una garantía vigente al 30 de octubre de 2019. Toda vez que considerando que el periodo adicional de evaluación hubiera culminado el 3 de mayo de 2019 más los 180 días, llegamos al 3 de octubre de 2019. Sin embargo, derivado de la autorización que hizo este Órgano de Gobierno, nuestro periodo de evaluación – como ya lo mencioné – llegamos al 3 de mayo de 2020 más los 180 días. Es decir, necesitaríamos tener una garantía vigente al 30 de octubre de 2020. Entonces es aquí donde se actualiza el incumplimiento contractual al no tener una garantía que cubra todo el periodo adicional aprobado y solicitado por el contratista más los 180 días.

A lo largo de la presentación nada más me gustaría mencionarles los fundamentos contractuales y una consecuencia que trae este incumplimiento contractual. Como ya lo mencioné, el contrato obviamente en su clausulado general establece que se deben de cumplir con todas las obligaciones pactadas en ese contrato. Y la obligación específica, me refiero a la cláusula 16.1, inciso b, sub inciso III, señala que, como ya lo había mencionado, el contratista deberá de contar con una garantía de cumplimiento vigente hasta 180 días posteriores a la terminación del periodo adicional de evaluación, lo que nos da 30 de octubre de 2020. Por lo tanto, al día de hoy tenemos una garantía al 30 de octubre de 2019, la cual deberá estar vigente al 30 de octubre de 2020. Por lo tanto, es aquí donde actualizamos el incumplimiento contractual.

Ahora bien, ya que tenemos claridad de cuál es el incumplimiento contractual, quisiera meter una variable más a esta ecuación. Este incumplimiento contractual trae por sí. Esa no es, la que sigue por favor. Aquí estamos. Este incumplimiento contractual trae por sí una causal de rescisión contractual. ¿Cuál es esta? El contrato mandata que se deberá de contar con las garantías vigentes en los términos de la cláusula 16.1, la cual señala – entre otros muchos requisitos – el tema de la vigencia. Igualmente, esta cláusula señala que como es este incumplimiento se actualiza una causal de rescisión contractual, pero también señala que el contratista tendrá 30 días naturales a partir de que se le notifique esta resolución para subsanar este incumplimiento. Es decir, al día de hoy se le notificaría en su caso – podemos ir a la que sigue por favor – tres cosas al contratista y para tratar de ser claros.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En la primera es avisarle al contratista que se encuentra en un supuesto de incumplimiento contractual por no tener una garantía vigente en términos de la cláusula 16.1. A su vez, se le tendrá que notificar al contratista que esta causal implica se actualiza una causal de rescisión contractual y por lo tanto está cayendo dentro de la cláusula 22.4. A su vez, también hay que avisarle al contratista y ser claros con él de que tiene 30 días para poder subsanar este incumplimiento. Transcurridos estos 30 días tenemos dos caminos. El primero, que es lo que esperamos que haga el contratista, subsane el incumplimiento y el proyecto pueda continuar. Sin embargo, en un escenario en donde no se lleve a cabo el cumplimiento, el contratista y no subsane este, no presente una nueva garantía con los requisitos establecidos y no sea aceptada por esta Comisión, tendríamos que iniciar la terminación anticipada de este contrato y el cobro de todas las penalizaciones que conlleva este mismo que sería en un segundo momento cualquiera de los dos caminos que subiríamos con ustedes Comisionados para poner a su consideración ya sea el cumplimiento o no de este proceso. Por mi parte es todo y quedo a sus órdenes para cualquier comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Está muy claro. Por favor Secretaria Ejecutiva nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Con fundamento en los artículos... No, sí hay un comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿En este caso el contratista ya estaba enterado de este problema?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Ya Comisionado. Se le hizo del conocimiento, se le hizo el requerimiento y nos informó que estaría cumpliendo, pero ya se les pasaron los plazos para dar cumplimiento. Es por eso que iniciamos este proceso y esperaríamos a que atendiera la solicitud de cumplimiento o en su caso pues llevar el otro proceso de terminación contractual.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En 30 días a partir de la notificación.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- 30 días a partir de la notificación, naturales.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.43.005/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina el incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, No. CNH-R01-L03-A4/2015.

### **ACUERDO CNH.E.43.005/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 38, fracción I y VIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se determina el incumplimiento contractual del contratista Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH.R01-L03-A4/2015.

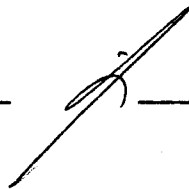


Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:18 horas del día 24 de julio de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Tercera Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.


La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

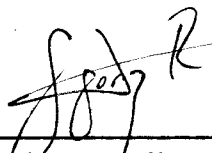
  
\_\_\_\_\_  
Alma América Porres Luna  
Comisionada



  
\_\_\_\_\_  
Néstor Martínez Romero  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva