



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUARTA SESIÓN ORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:09 horas del día 12 de abril del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuarta Sesión Ordinaria de 2018 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 220.0291/2018, de fecha 9 de abril de 2018 y, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

Debido a que en esa ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

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 Alma América Porres Luna declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A16/2015.
- II.2 Opinión Técnica sobre la modificación del Anexo 1 de los Títulos de las Asignaciones AE-0006-3M-Amoca Yaxché-04 y AE-0008-3M-Amoca Yaxché-06.
- II.3 Reducción del Área Contractual del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A2/2015.
- II.4 Solicitudes de autorización para participar en foros eventos públicos y visitas de Trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

- III.1 Seguimiento al Programa Anual de Trabajo de la CNH 2018.
- III.2 Informe Trimestral de Autorizaciones para perforación de pozos.
- III.3 Informe Trimestral de Autorizaciones para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial.
- III.4 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos público y visitas de trabajo, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.

IV.- Asuntos generales



Comisión Nacional de Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Evaluación presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L03-A16/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor. TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, buenos días. Me voy a permitir presentar la solicitud de modificación del Plan de Evaluación del campo Paraíso bajo responsabilidad de la contratista Roma Energy México, S. de R.L. de C.V. La que sigue por favor.

La cronología del proceso de modificación del plan inicia en marzo, cuando el contratista solicita el periodo adicional de evaluación. En abril la CNH aprueba el Plan de Evaluación. En junio se aprueba el periodo adicional de evaluación y la contratista en diciembre del 2017 solicita a esta Comisión la modificación al Plan de Evaluación. Finalmente la misma contratista en el mes de enero da respuesta a la prevención y hasta el día de hoy que se presenta a este Órgano de Gobierno. Con respecto al área contractual, se encuentra en Paraíso, Tabasco el área contractual 16. Tiene 17 km². Tiene una vigencia de 25 años. Es un Contrato de Licencia y el periodo de evaluación es de 24 meses. O sea, los 12 meses del periodo original más los 12 meses de la prórroga y para dar esta prórroga de 12 meses esto conlleva a 4,000 unidades adicionales, que es lo equivalente a un pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Es un hidrocarburo de aceite de 35 grados API. Es yacimiento de gas y condensados y la formación productora es el Cretácico Superior, la que se denomina Méndez. En el esquema se puede ver en color naranja el área contractual Paraíso. Los puntitos representan los pozos del campo que está aledaño, muy cercano, es Mecoacán y que produce en Mioceno, o sea, a unos 2,000 metros verticales. Y las áreas azules es la interpretación del contratista de lo que es el área de Paraíso. Este se encuentra a 13 km al noreste de Comalcalco y geológicamente se encuentra en la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste. Es importante mencionar que solamente produjo un pozo, el Paraíso-101, que tuvo un gasto inicial de 200 barriles. Actualmente es el único pozo que produjo ahí en Paraíso y tiene una Np de 101 miles de barriles y una Gp de 0.06 miles de millones de pies cúbicos.

El alcance del Plan de Evaluación mantiene las actividades aprobadas en el Plan de Evaluación como veremos más adelante. En color gris pusimos el reprocesamiento sísmico 2D puesto que ya fue ejecutado. Se considera la construcción de un modelo estático y dos dinámicos, así como 20 estudios de núcleos de pared. Estos modelos dinámicos son del Mioceno y el cual se encuentra en arenas y arcillas que no están hidráulicamente conectadas. Por eso se consideran dos modelos dinámicos. Se incluye la perforación de cinco pozos y la inversión estimada es de 15.81 millones de dólares. Estos cuatro pozos que fueron perforados están actualmente taponados, fueron perforados por Pemex.

Con respecto al cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, presentamos el comparativo de lo que fue aprobado – como mencionaba en la cronología – y lo que realizan en su modificación, que esta modificación sólo atiende realmente a una adecuación del calendario. Como podrán ver, la actividad es exactamente la misma y las unidades totales son de 21,400. Es importante mencionar que no pudieron realizar sus actividades por falta de permisos para ejecutarlas, entonces esa es la razón por la que se solicita la modificación. Adelante por favor. Con respecto a las inversiones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón. ¿Qué permisos les hacen falta?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- SASISOPA.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- SASISOPA. ¿Y cuánto tiempo lleva ejecutándose ese contrato? Más de un año, ¿no? ¿Y no se ha ingresado el trámite o ya se ingresó y no se les dio?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Se ingresó y se desistió el trámite por parte del contratista.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ajá.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Eso es lo que tenemos actualizado. A la fecha no lo ha vuelto a presentar con la ASEA.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues ahí tenemos que hacer algo, ¿no? En el tema de administración de contratos, yo creo que vale la pena verificar qué es lo que falta. ¿Hay algo Joshua?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Estamos verificando el tema nada más el tema si ya cuenta con el registro único.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El CURR sí ya lo tiene- El CURR ya lo tiene, pero el SASISOPA y si va a perforar pozos no sé si necesita manifiestos de impacto ambiental, etc., que si ya lleva un año y no se ha ingresado o se ingresó y se desistió yo creo que hay que darle vigilancia a esta parte. Porque también veo que son cinco pozos ¿Cuál es la superficie del área contractual? ¿Si es necesario cinco pozos para evaluar el potencial de esta área contractual? ¿Cuánto es el área?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 17 km².

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cinco pozos no es mucho o es poquito o cómo lo ven ustedes para evaluar esa área contractual?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De los cinco pozos, cuatro son con carácter de evaluación, van a Mioceno. Uno va a ser un pozo sumidero para agua.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El quinto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- El quinto. Y estos cuatro pozos también son porque ellos quieren ver la continuidad lateral, la posible continuidad lateral de Mecoacán y lo están posicionando donde en algunos pozos tuvo Pemex antes la perforación o indicios de hidrocarburos. De hecho está en la dispositiva siguiente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Esta es el área que ellos interpretan como las áreas azules.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuál es el área contractual?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo naranja.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo naranja.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Al lado de encuentra Mecoacán, que son estos puntos, son pozos. Y la interpretación que ellos visualizan son estas amebas. Y proponen cuatro pozos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ajá, pero los cuatro pozos van a ser en su área contractual, no en eso que se extiende que pudieran ser estructuras de ese campo. ¿No? O sea, no está tirando para ver o no está perforando un pozo para ver la extensión fuera del área contractual. Entonces yo otra vez mi pregunta: los cuatro pozos ¿no? con el quinto que es sumidero supongo ¿está bien para evaluar esa área contractual o son muchos, son pocos? ¿cómo lo ven desde el punto de vista técnico?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Lo consideramos correcto lo que está presentando con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los pozos y con las actividades también con la toma de núcleos, con los registros que va a hacer, ya tienen reprocesamiento. Y también aquí acordemos que solamente tiene cuatro pozos perforados de los que tuvo Pemex, tres salieron improductivos, solamente un pozo tiene productivo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuáles son? ¿Se pueden ver ahí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, es el Paraíso-101.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Los pueden señalar?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Paraíso-101 es este.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esos dos son...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Este es Paraíso-101, fue el que fue productor. Aquí está, la bolita blanca que está abajo de la amarilla. Tenemos el Paraíso-2, que fue improductivo. También tenemos el Paraíso-1 que también y el Paraíso 201, que fueron improductivos. Esos los perforó Pemex. Al día de hoy el operador – el contratista, perdón – está planteando a perforación de cinco pozos. Cuatro son el B1, el B2, A1 y A2, que con carácter de evaluación que posteriormente los podría incorporar para producir y el pozo sumidero que está en esta zona.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, ¿cuál es el primero que dijiste que era seco, el 101?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, el 101 es el productor, es el único productor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es productor y ahí van dos más de evaluación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Ahí van dos más.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí pegaditos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues en la gráfica se ven pegaditos. ¿Qué distancia tendrán o es la misma pera?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, si vemos aquí la bolita es el cabezal, es en superficie. La proyección que ya tenemos, la Pt son estos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- B1 y B2.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Si, o sea, es uno en superficie, el otro es la proyección a la Pt.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, son pozos desviados.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí, son pozos desviados.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El pozo sumidero. Hay alguna opinión de la ASEA respecto a ese pozo sumidero y la cantidad de agua que pueden mandar ahí debido a la separación del posible pozos productores que vengan con aceite-agua. ¿Hay una opinión de la ASEA respecto a ese pozo Sumidero?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, lo que sí están tomando de correlación que Mecoacán opera con ese mismo sistema, tiene un pozo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ah, no, sí, sí, sí. Pero requerimos una opinión, ¿no? ¿No debe haber opinión de la ASEA respecto a dónde se va a inyectar esa agua, qué cantidad, si va a requerir un tratamiento adicional o algo así?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De hecho, la ASEA para poder autorizar lo que era esos trámites primero requiere que técnicamente la Comisión considere que el plan sea considerado viable y ya con eso la ASEA es cuando emite cualquier tema de SASISOPA y en el tema de seguros y todo. Cuando ya tiene las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades previstas en un plan que técnicamente se considere viable, es en donde la ASEA pudiera emitir algún permiso o autorización al respecto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Se puede poner en el dictamen que si pueden dar una opinión respecto a ese pozo sumidero? Que nos lo dé la ASEA, o sea, hacerles ver. Digo, yo sé que les vamos a mandar el plan o ya lo están viendo, pero nada más hacerles o solicitarles la opinión específica o adicional respecto a ese pozo sumidero.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- De acuerdo Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, si lo consideran conveniente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Falta presentación, ¿verdad? O sea, ok, yo tengo algunas dudas, pero si, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Con respecto a las inversiones de plan se pueden ver las inversiones originales y la propuesta. La única diferencia precisamente es el reprocesado sísmico 2D que ya se realizó y que tuvo una erogación de 0.22 millones de dólares. Y la inversión total que mostramos al inicio de la lámina es precisamente los 15.81. Esos están distribuidos como se ve en la gráfica de pie del lado derecho, donde el monto mayor (el 72%) está relacionado con la perforación de los cinco pozos, que ya comentábamos son cuatro de exploración y uno sumidero en el que se va a inyectar agua. Las demás inversiones, el 9% está en el tema de general. Este incluye gastos administrativos, algunos estudios de impacto ambiental. Y las pruebas de producción sería el restante 8% de los porcentajes más altos y que son pruebas DST. Adelante por favor.

¿Cómo están las actividades para la modificación del plan? El primer rubro es la movilización y la construcción de la pera de perforación, que incluye construcción de caminos. Esto está en bloques de meses. Y luego está la perforación del pozo Paraíso-1 e incluye la perforación y como podrán ver un par de meses de pruebas de producción. De igual manera se presenta el Paraíso-2, que también tendrá prueba de producción, Paraíso-A3 que solo será la perforación y luego Paraíso-B1 y B2 que veíamos en la gráfica,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la lámina anterior, que también tendrán pruebas de producción un poco más pequeñas, de un mes. ¿Cómo esperan mover el hidrocarburo? Están considerando tener tanques de 500 barriles cada uno para un total de disponibilidad de 4,000 barriles por día para almacenar hidrocarburos líquidos y a través de carro-tanques moverían a través de un trayecto de aproximadamente 5 km hacia la Terminal de Almacenamiento Puerto Ceiba.

Entonces respecto al anexo 7 del contrato, que se refiere al alcance mínimo de actividades de evaluación, la modificación al cronograma, que es realmente lo que se está proponiendo, mantiene las actividades aprobadas por la Comisión en el Plan de Evaluación vigente. La modificación del plan prevé un estimado detallado de costos acorde con las actividades de evaluación y como ya vimos pues son las que ya habían propuesto anteriormente. Durante la duración del periodo de 12 meses de evaluación, la modificación se apega al periodo adicional aprobado por la Comisión mediante la resolución CNH.E.29.001/17 del 29 de junio de 2017, en términos de la cláusula 4.3 que se refiere al Programa Mínimo de Trabajo.

Resultado de la evaluación técnica, determinamos que es congruente el plan con los objetivos y las actividades planteadas, las cuales dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo establecido en el contrato, sin ser estas modificadas. Contempla actividades de reprocesamiento, interpretación sísmica, así como estudios geológicos en formaciones Mesozoicas, con base en evidencias de producción del campo análogo que mencionaba que es el que está a un lado Mecoaacán. Dicho plan establece actividades encaminadas a la obtención de elementos suficientes para la presentación de un Plan de Desarrollo de largo plazo. Y con base en las consideraciones anteriores, consideramos viable la modificación al Plan de Evaluación para el área contractual 16 y yo quedo a sus órdenes Comisionada para cualquier duda, aclaración adicional.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Dentro del Programa Mínimo de Trabajo se consideró la perforación de cinco pozos. ¿Es válido hacer un pozo letrina como uno de esos cinco pozos? ¿No se puede utilizar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

algún pozo de los que ya están ahí que fueron improductivos para que pueda ser pozo letrina?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- El estatus de los pozos están taponados y esa fue la pregunta también que tuvimos hace un año cuando estuvimos con esta misma evaluación. Si nos vamos al anexo 6 cuando se discutió, el Programa Mínimo contempla solamente ya no pozos, no los discretiza si tiene que ser pozo para producción, si es un pozo letrina. Ya no dice pozos el anexo 6. Entonces bajo ese esquema estaría acreditando unidades. El estatus de los pozos perforados a la actualidad están taponados los cuatros que se tienen.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces la respuesta es: sí se puede considerar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Sí se pueden considerar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y no se pueden considerar los pozos que ya están perforados pero están taponados.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Los retrasos de los permisos a quién serían atribuibles? Por la pregunta que hizo el Comisionado Gaspar Franco, me quedó la duda. Porque bueno, están modificando el plan porque no han tenido los permisos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es correcto. A la fecha no tienen, el principal objeto aquí es que no cuentan con el SASISOPA. El SASISOPA es el que les permite tener actividades petroleras dentro del área. Eso lo presenta el operador. Entonces ahí está compartido entre la ASEA y el contratista. El contratista también ya retiró ese proceso que había iniciado el año pasado. Entonces para dictaminar o decir de quién es culpa, pues tendríamos que ver todo el proceso también que tienen con la Agencia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces no sabemos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Tendríamos que ver con la administración de contratos cuál ha sido el proceso y cuál ha sido los problemas o las disyuntivas que ha tenido con la Agencia para que sea aprobado este sistema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero perdón, ¿ahorita está en trámite?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ahorita está de lado del contratista.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, por eso un poco lo que comenté hace rato. Tenemos que vigilar. Somos socios, el Estado Mexicano es socio de este contratista o de todos los contratistas. Tenemos que ver qué está pasando en esa solicitud de permisos, por qué ya se pasó un año, por qué lo presenta, por qué desiste. Y sí, hay que verlo con nuestra área de administración de contratos, pero también cuando evaluemos los Planes de Evaluación, las modificaciones que nos hacen, tenemos que voltear a ver a nuestra área de administración de contratos para poder dar una opinión si es factible ejecutar estos planes. Porque si vuelve a pasar lo mismo, pues aquí, aunque lo aprobemos no estamos mandando la alerta de que este permiso puede retrasar toda la actividad petrolera de esta área contractual y sobre todo de este plan. Entonces mi sugerencia es que cuando estemos evaluando los planes pues volteemos a ver nuestra área de administración para que veamos o tengamos una óptica mejor de la ejecución del plan.

Y la otra es el pozo sumidero letrina va a ser el tercer pozo. Entonces perfora el primero, supón que da producción en la prueba de producción. Están suponiendo que no va a haber agua y también en el segundo están suponiendo que no va a haber agua para que después, no sé, perforan el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozo este letrina y después perforan los otros dos pozos. Y bueno, a lo mejor esos son los que van a dar agua porque pues es el único momento en el que está preparado el pozo letrina. ¿Es así? O debería de ser primero el pozo letrina pues para sacar la producción de aquí con la posible cantidad de agua y poderla meter ahí o hay un arreglo con esta batería donde lo van a llevar y los va a recibir con agua. ¿Qué es lo que va a pasar ahí?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- El arreglo o el cronograma Comisionado como está planteado es con base en la información que nosotros recibimos. Sin embargo, obviamente tenemos que analizar la conveniencia de que estén realizando esas operaciones de esa manera. Ahorita con lo que estamos revisando nosotros, la profundidad de los pozos – los dos primeros que están planteando – y la ubicación, ellos no esperan encontrar acumulación de agua. Con la información que nos proporcionaron fue lo que revisamos nosotros. Por eso están haciendo ese arreglo ellos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Excelente. Entonces no se considera agua en los dos primeros pozos. Muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Hay alguna otra pregunta? Ah, sí, por favor. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Únicamente quisiera para agregar al dictamen Comisionado, y en su caso al proyecto de resolución Comisionado Franco, respecto el alcance o el objetivo de la opinión que solicitaríamos a la ASEA. En este caso, si bien mandaríamos la aprobación del plan e igualmente cuando en su caso aprobáramos los pozos que estaban aquí proyectados, igualmente también requiere una autorización por parte de ASEA en tema de seguridad industrial. Siempre vamos como primero a CNH y luego la Secretaría... digo, perdón, después la ASEA. Y únicamente quisiera yo acotar el sentido de la opinión a la que se hace referencia. ¿Sería en tema de seguridad industrial?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. ¿Primero estos pozos que son de evaluación pasan por autorización de CNH o nomás los de desarrollo y el pozo Tipo este, pues son en tierra?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces sí hago mi pregunta. La pregunta que yo tenía es: ¿Esto, el contrato es columna completa?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, sí es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces son pozos de evaluación para ir a una nueva formación. O sea, porque según lo que decía hace un rato – o sea, nos comentaron – es de que la formación que traía productora era Cretácico Superior Méndez, ¿no? Pero aparentemente la formación que se tiene de análogo del yacimiento es Mioceno. Entonces es otra formación, ¿no? Entonces por lo tanto es un Plan de Evaluación más de exploratorio. Entonces va a ser un delimitador del yacimiento que se tiene contiguo en dado caso. ¿No? Serían delimitadores del yacimiento. Entonces por lo tanto tendrían que venir a autorización de la Comisión. O sea, lo digo de manera explícita porque yo creo que también tendríamos que decirlo de manera explícita para que venga a autorización y que no se tomen como pozos de desarrollo en este caso, porque en este caso estamos yendo a una formación que, si bien en el campo contiguo se ha desarrollado esa formación, ese yacimiento, a nivel de este campo sería una extensión que no ha sido explorada. ¿No? Entonces por lo tanto estarían delimitando el yacimiento hacia esta área contractual.

Entonces creo que sí es importante, por eso me permití. Creo que sí es importante hacer esa aclaración. Es un Plan de Evaluación más exploratorio yo diría. O sea, bueno, está delimitando el yacimiento. Entonces al final de cuentas creo que sí tendrían que venir, o sea, pozo por pozo a hacer su autorización, ¿no? Esa es mi opinión pues.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, de hecho técnicamente es correcto. El tema es que como el contrato es un Contrato de Extracción – son de la L3, ¿no? –, se presenta su Plan de Evaluación que era más tendiente a una extracción. Entonces por eso era la pregunta, ¿no? son de evaluación dice Joshua. Van a tener que venir a pedir permiso. Bueno, vamos a dejarles bien claro como sugiere la doctora, dejar bien claro que este tipo de pozos porque técnicamente van a formaciones donde realmente es exploración, bueno, pues que se tenga que hacer el trámite. Para que entonces sí, cuando tengas el pozo aquí, puedas dar la opinión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero referente al pozo letrina, ¿deben venir a pedirnos permiso para el pozo letrina? ¿Sí, en la regulación está, pozo sumidero? Porque no lo ubico, no me queda claro. Pero si no vienen hay que pues pedir la opinión desde el punto de vista de seguridad industrial.

Y no es por la creación del pozo nada más, la integridad del pozo la vamos a ver nosotros. Lo que yo hablo es del agua. Cómo la va a mandar, a qué formación, dónde va a estar. Y bueno, conocemos este plan es cerca de Paraíso, ¿no? Sabemos los que hemos andado ahí que esa zona está llena de manglares, zonas de agua y bueno, yo creo que es nuestra responsabilidad, aunque no somos realmente la ASEA, ¿sí? Pero sí que técnicamente esté bien hecho este pozo y que el agua producto de las pruebas de presión de estos pozos esté en condiciones como para poderse introducir a este pozo. Y que la autoridad competente pues solamente dé su opinión y esté alerta de lo que va a pasar ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- A ver, para no pasar de tema. No sé si quedó clara la duda del abogado. ¿Cuál es la consulta exactamente que se presente incluir en el dictamen? Entiendo que eso fue lo que preguntó él.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿La consulta del pozo letrina? El pozo letrina Comisionado es donde va a recibir el agua que se separe de la producción de estos pozos. Si el pozo viene con aceite y con agua, van a separar el agua en estos separadores que van a llevar, los tanques, etc., y esa agua la van a disponer en un pozo que van a perforar.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. Solo que, a ver, estamos autorizando la modificación al Plan de Evaluación. Entonces yo creo que en su caso correspondería cuando soliciten si en caso de que sea procedente la autorización de ese tipo de pozos y si una recomendación distinta. Pero me parece que ahorita lo que corresponde es la aprobación de la modificación. O sea, aprobamos o no probamos o bien hacer una recomendación o dar una instrucción al área para efecto de que haga estas consultas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, yo pongo sobre la mesa la preocupación de observar estas cosas. El mecanismo yo decía se le preguntó a la ASEA porque pues generalmente le preguntamos a la ASEA este tipo de cuestiones. Contestan que no. Bueno, hagamos la solicitud al interior, al área, al operador o a la ASEA con la finalidad de asegurarnos de que la actividad que se va a hacer ahí no vaya a generar ningún problema.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Digo, para efectos creo yo de entender la propuesta del Comisionado es el dictamen en su integralidad no sería el que tenga la recomendación, sino como un acuerdo aparte. O sea, se aprueba el dictamen, mediante la resolución se aprueba el dictamen y en un acuerdo aparte tenemos la instrucción a la Unidad que haga la consulta o la solicitud de opinión a la ASEA sobre el pozo letrina.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Por ahí que nos digan si se va a aprobar o pasa por aquí la aprobación de un pozo sumidero, ¿no? Letrina.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es un aviso.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Es aviso, entonces no es aprobación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, en la nueva regulación finalmente no quedó.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Quedó aviso.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- A partir del aviso sí se puede también hacer la referencia a la ASEA para efectos de la verificación en materia de su competencia.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El resumen del caso que estamos atendiendo tiene como antecedente ya una validación por parte



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la CNH del plan. Esto ya se validó, ya se dijo que sí. Lo que estamos viendo ahora es un desfase, un desfase y lo que nos han comentado es que es necesario porque no han tenido los permisos. Quería dejar primero claro eso.

Lo siguiente, y bueno, pues a lo mejor como que voy a contradecir porque se supone que ya lo validamos, pero pues que sirva como tema de razón por la cual lo estoy haciendo porque yo no estuve cuando se validó el plan. No estaba yo como Comisionado. ¿Y mi pregunta es por qué solamente en el pozo Paraíso A2 van a tomar núcleos? En ningún otro se plantea la toma de núcleos. El primer pozo que van a perforar es el A1 y pues ahí sería lo más conveniente de hacer. Pero la contradicción es si ya lo validamos en alguna vez como CNH, pues por qué estamos discutiendo cosas que ya validamos, ¿no? Por eso digo que me estoy contradiciendo. Pero bueno, dejo la pregunta ahí porque el planteamiento que viene en la presentación es que los núcleos son solamente en el pozo A2. Entonces bueno, y además dice la doctora Alma América pues más parece como de exploración que de desarrollo, entonces el planteamiento sería que todos los pozos deberían de tener núcleos, ¿no? Pero bueno, ahí lo dejo, no espero ninguna respuesta ni mucho menos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es reflexión. Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una inquietud. Nosotros estamos autorizando que se perforen un cierto número de pozos. La parte nuestra corresponde con la parte técnica de todo esto. A la ASEA le toca revisar si se van a hacer correctamente respetando todas las normas ambientales, seguridad. ¿No correspondería eso con el pozo letrina? Es decir, si la empresa le dice a ASEA es un pozo letrina, pues la ASEA tiene que tomar las medidas necesarias. Entonces yo digo en todo caso le ponemos una notita roja, pero no nos toca a nosotros revisar si lo hizo bien o lo hizo mal la ASEA, le toca a la ASEA revisar que si lo hizo bien o mal el contratista. Entonces, ¿sí?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Nada más para dar respuesta Comisionado a lo que nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

preguntaba el Comisionado Franco cuál es el estatus respecto a ASEA y cuál ha sido el proceso. Les voy a comentar, aquí lo tenemos. El 13 de septiembre del 2016 ingresa lo que fue la solicitud de registro de la conformación. Ahí se les niega. El segundo ingreso fue el 27 de marzo del 2017, ¿ok? Y en ese segundo ingreso se les expide la CURR. Ese es un primer tema.

Luego por lo que hace a la solicitud para el programa de implementación, lo ingresa el 22 de junio del 2017. A la fecha el estatus con que se encuentra es que el regulado se desistió la solicitud de autorización del Sistema de Administración. Ahí respondemos un poco todo este proceso que también preguntaba el Comisionado Martínez pues de dónde está. Al día de hoy está en la cancha del contratista y ha tenido también ahí una iteración con la Agencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Tenemos la fecha de desistimiento?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- No, pero la podemos conseguir.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bueno, ok. No, nada más es... perfecto. Pero está en cancha del operador.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Así es, es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. ¿Algún otro comentario? Bueno, entonces pediría a la Secretaria Ejecutiva si nos hace el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.04.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación, presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A16/2015.

Órgano de Gobierno

Cuarta Sesión Ordinaria

12 de abril de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.04.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, 13 último párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en la cláusula 4.1 del Contrato CNH-R01-L03-A16/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Evaluación, presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V en relación con el citado contrato.

ACUERDO CNH.04.002/18

Respecto de la modificación al Plan de Evaluación presentado por Roma Energy México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A16/2015, el Órgano de Gobierno, instruyó que se realice una consulta a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos, sobre las condiciones técnicas que presenta el desarrollo de un pozo letrina previsto como parte del Plan de Evaluación, mismo que recibirá agua producto de las pruebas de producción de los demás pozos programados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Opinión Técnica sobre la modificación del Anexo 1 de los Títulos de las Asignaciones AE-0006-3M-Amoca Yaxché-04 y AE-0008-3M-Amoca Yaxché-06.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Comisionada, Comisionados. Les quisiera dar algunos datos para entender el sentido de la discusión que vamos a tener el día de hoy en relación con este punto. Les informo que el día 26 de mayo de 2017 Pemex a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción nos notificó el descubrimiento de un campo denominado Xikin. Este descubrimiento -- como repito -- fue notificado a esta CNH en los términos que el propio título de asignación establecía, es decir, antes de los primeros 90 días de que se venciera el primer periodo de exploración. El periodo de exploración se vencía el 27 de agosto de 2017 y a nosotros nos fue notificado el 26 de mayo del mismo año. Como ustedes saben, la modificación de los títulos de asignación requiere una opinión técnica por parte de la CNH y es competencia llevarla a cabo de la SENER.

Lo que sucedió con este campo es que se encuentra exactamente en la mitad de dos asignaciones, las que ya se mencionó en el Orden del Día y que son Amoca-Yaxché-04 y Amoca-Yaxché-06. Lo que aquí se nos está solicitando es que le demos a conocer a la SENER nuestra opinión respecto de la posibilidad de dar como procedente una solicitud que hace Pemex en el sentido de modificar estas dos asignaciones que es donde se encuentra el campo a efecto de que este sea ubicado exclusivamente en una de las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dos asignaciones con el propósito de evitar una posible unificación que sería improcedente en razón de tratarse del mismo asignatario.

Entonces la solución más sencilla que se está previendo es precisamente la modificación de las dos asignaciones para efecto de colocar el campo descubierto en una sola de ellas. Para estos efectos ustedes lo saben, el título de asignación en su anexo 1 establece la superficie y las coordenadas de las asignaciones. Entonces es precisamente respecto de ese anexo respecto del cual nos están pidiendo nuestra opinión. Para efecto de conocer los detalles técnicos de esta solicitud le pediría al Titular de la Unidad de Exploración, al doctor Faustino Monroy, nos dé a conocer los detalles de esta solicitud.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y del dictamen de la opinión correspondiente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Ponemos a su consideración esta opinión técnica efectivamente que la SENER nos solicitó respecto a la modificación del anexo 1 de estas dos asignaciones, la AE-0006-3M-Amoca-Yaxché-04, que si me lo permiten de aquí en adelante voy a nombrarlo como nada más como Yaxché-04, y la AE-0008-3M-Amoca-Yaxché-06, que la nombraría como Yaxché-06 únicamente.

En cuanto al fundamento legal para la modificación del anexo de estas asignaciones, bueno, pues la Ley de Hidrocarburos en su artículo 6 establece que el ejecutivo federal por conducto de la SENER podrá otorgar y modificar a Pemex o a cualquier otra empresa productiva del Estado de manera excepcional asignaciones para realizar la exploración y extracción de hidrocarburos. Entonces en los términos y condiciones podrá ser modificado por la SENER previa opinión de esta Comisión. Entonces ese es el punto legal principalmente donde vamos a dar esta opinión. El reglamento también de la Ley de Hidrocarburos en su artículo 16 establece que la Secretaría podrá modificar el título de asignación y sus anexos en los supuestos siguientes: en cambio en los términos y condiciones, previa opinión también de esta Comisión, en un plazo de 30 días hábiles. Y por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

último la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en su artículo 39 establece que la CNH ejercerá sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo de las siguientes bases. Aquí principalmente promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

Como introducción, las asignaciones se encuentran ubicadas en la provincia petrolera de Cuencas del Sureste. En este plano lo ven, 130 km aproximadamente al oeste de la Ciudad del Carmen y es en aguas profundas. Perdón, aguas someras. Tirantes de agua de 20 a 90 metros.

Como antecedentes, en esta asignación las actividades de exploración que se han realizado son básicamente la perforación del pozo Xikin-1 – como ya el Comisionado Acosta nos comentó – perforado en el 2015. Este pozo fue productor de aceite y gas en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Y en la asignación Yaxché-06 se perforó el pozo Xikin-1DEL, el cual terminó en agosto del 2017. Este pozo cumplió con su objetivo de confirmar la continuidad del yacimiento que se había descubierto en el primer pozo, el Xikin-1. El objetivo, como también se comentó, de esta modificación es que todo el campo Xikin quede incluido solamente/únicamente en la asignación Amoca-Yaxché-04. Entonces pasamos a la siguiente por favor.

Básicamente estas son las asignaciones vigentes, así es como están. Esta es la asignación Amoca-Yaxché-04 y esta es la Amoca-Yaxché-06. Si observan ustedes, esta es un área de 867 km² y esta de 959.3 km². En medio se encuentra un área que pertenece a la compañía Hokchi, al operador Hokchi, ¿verdad? Y ustedes van a ver aquí hay dos polígonos pequeños que los voy a explicar por qué están así. Básicamente un traslape entre el área contractual de Hokchi y las asignaciones de Pemex. El área total es de 1,826.3 km². La siguiente por favor.

Entonces esta es la propuesta de modificación. Hasta aquí llegaba esta línea de esta asignación, la división de esta asignación, y básicamente se puede ver algo así muy sencillo. Es recorrer esta línea a nuevas coordenadas y estos dos polígonos unirlos y que todo quede dentro de esta asignación Amoca-Yaxché-04. Entonces esta asignación aumentaría a 940.6 km² y la otra se reduciría a 885.7 km². El aumento y la disminución



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

son aproximadamente de 73.6 km², sin embargo, el área total no cambia. La siguiente por favor.

Entonces revisamos en primer lugar las actividades de exploración de cada una de las asignaciones en el periodo adicional y en el cuadro de arriba ustedes observan es Amoca-Yaxché-04. Tenemos estas actividades en 2018 y 2019. Los estudios son 10 para el escenario base que está contemplado en el plan y en el escenario incremental 3. La adquisición sísmica 3D en km² son para el escenario base nada más, 24 km². Procesado sísmico de 525 km² y pozos hay cuatro pozos en el escenario base considerados y uno en el escenario incremental. Las inversiones totales serían de 4.382 millones de pesos en el escenario base. En el escenario incremental sería esto más 486 millones de pesos.

Para la asignación Amoca-Yaxché-06, bueno, también hay estudios. En el escenario base se consideran cuatro, en el escenario incremental tres. La adquisición sísmica en km² sería de 413 para el escenario base únicamente. El procesado sísmico de 1,150 km² igual para el escenario base. Y los pozos considerados en esta asignación es dos para el escenario base y uno para el escenario incremental. Las inversiones totales de 1,843 considerando el escenario base y en el escenario incremental de 1,067 más. Adelante por favor.

Bueno, este mapa nos muestra básicamente cómo quedarían las asignaciones después de la modificación si se aprueba esta y este es el campo Xikin. Todos estos campos que ustedes ven en verde están en verde porque son campos que producen en rocas del Mesozoico. Todos los amarillos producen en rocas más jóvenes del Terciario. Entonces en la adquisición sísmica que decíamos en esta área sería básicamente 24 km², que es este pedazo pequeño, y de 413 km² en esta asignación. El reproceso que ya se está realizando incluye 525 km² aquí y 1,150 km² en esta área. ¿Por qué no se ve que sea el doble? Es porque en esta área precisamente se va a hacer doble reproceso, uno para tiempo y otro para profundidad. Los pozos, los prospectos perdón a perforar en el escenario base están indicados en color azul. Aquí cuatro y uno en escenario base y para esta asignación Yaxché-06 serían dos pozos en el escenario base y uno en el incremental.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esto quiere decir si vemos cómo quedaría la configuración una vez que se modifiquen estas asignaciones, pues vemos desde aquí que las actividades de cada asignación consideradas en el periodo adicional, en el plan del periodo adicional, no se alteran. Sí. Claro.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno, aquí quizás esta figura genera alguna confusión en razón de que pareciera pues que interviene en algo en la modificación que vamos a discutir el día de hoy. Realmente ustedes lo saben, este es un campo asignado a una empresa privada, a Hokchi precisamente. Es un campo que se encuentra en una profundidad distinta. O sea, realmente para efectos de la modificación de las asignaciones, realmente este al encontrarse en una profundidad distinta pues no interfiere para nada en la división que se pretende o el recortamiento que se pretende hacer de esta asignación para pasarla a la 04. Entonces realmente esto quizás es más para efecto de ubicación, pero no interviene en absoluto para efecto de la modificación de las dos asignaciones que hoy nos compete discutir.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado. Efectivamente así es. El polígono que ustedes están viendo aquí pequeño que quedaría aquí es básicamente traslape entre el área contractual y la asignación. Es decir, para la compañía, para el operador Hokchi, ellos tendrían derechos sobre la columna Cenozoica, básicamente Terciario, general Cenozoica y para Pemex de ahí para abajo, es decir en la columna Mesozoica. Por favor seguimos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No debería estar el campo que mencionas ahí, Xikin.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, si ponemos por favor. Si, ellos, esta es sísmica 3D el mapeo que han hecho. Es básicamente de buena calidad y además pues ya tienen dos pozos: este pozo que es el pozo exploratorio y este pozo delimitador. Es decir, con los datos que se tienen parece que si hasta ahí llegan hay una seguridad de que llegan ahí ese campo. Sin embargo, bueno, se está trabajando, van a hacer el reproceso para precisamente ver, para ver las otras oportunidades, estas oportunidades si es que realmente valen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la pena perforarlas, ¿no? Que lo tienen contemplados ellos. Por eso van a hacer el reproceso.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Mi pregunta era si está ya muy bien delimitado, bueno, pues ahí está ya la frontera. Pero qué pasaría si se extendiera un kilómetro más hacia la derecha. ¿Tendríamos que volver a hacer otro cambio?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Efectivamente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Entonces no haría más sentido de una vez mover la frontera? No están alterando nada del lado derecho, entonces por qué poner la frontera ahí con posibilidades de que sea cierto.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Doctor, yo coincido con esa opinión, inclusive la hemos manifestado previo a la presentación del dictamen aquí al Órgano de Gobierno. Porque no solamente la delimitación que tendría que ser prácticamente exacta de como se está presentando en esta parte, sino que nos encontramos con otro campo también que es el que se encuentra en la parte sur del área contractual que es Pokche, donde nos va a pasar exactamente lo mismo. Entonces independientemente yo les propondría de que le demos la opinión positiva o procedente a la SENER, en el dictamen pudiéramos agregar que analice la posibilidad y considere esa como la opinión de la CNH: analice la posibilidad de dar un espacio más amplio en esta parte e incluir también la extensión necesaria para efecto de que cubra a Pokche y quizás a Xanab también para efecto de que no tenga que venir otras dos veces o más a presentar una solicitud de modificación de las áreas contractuales. E inclusive quizás una solución más adecuada hubiera sido hacer una sola área contractual que abarcara... perdón, sí, toda una asignación que abarcara el total de los campos que estamos observando en el mapa.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, perfecto, muchas gracias. Si pasamos a la última por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces la opinión técnica sobre las modificaciones al anexo 1 de los títulos de las asignaciones AE-0006-3M-Amoca-Yaxché-04 y AE-0008-3M-Amoca-Yaxché-06, pues se advierten técnicamente viable toda vez que las mismas no afectan las actividades exploratorias aprobadas en los Planes de Exploración para el periodo adicional de ambas vigentes, además de que en términos de lo establecido en el artículo 39 de la fracción sexta de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, dicha modificación está orientada a promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país acorde a lo establecido en el artículo 16, fracción primera, del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?
Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Generalmente cuando se nos pide opinión sobre la modificación de un anexo o de algo de la asignación petrolera y que sobre todo cuando se mueven las áreas nos preguntan si es necesaria la modificación del plan. ¿También aplica aquí, es necesaria la modificación del plan por esta?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, en ninguno de las dos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ah, bueno. Es que el primero de febrero llegó una solicitud de modificación del periodo adicional de esta asignación. Entonces significaría si aquí vamos a decir que no es necesario modificar el plan, pues yo creo que ese trámite de ver el periodo adicional la modificación pudiera analizarse para no invertir tiempo de nuestra área de exploración en algo que no requiere modificación.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Yo creo que habría que revisar cuál es el contenido de esa solicitud, pero lo que señala el área es que derivado de la modificación no es obligatoria la modificación del plan. Pero puede ser que Pemex tenga alguna otra decisión en cuanto a un área de asignación en particular, pero no obligatoria por la modificación, sino por algún otro motivo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. Técnicamente nosotros la vemos y decimos, "con la modificación del área no requieres modificar tu plan". Si de repente llega el operador y dice "bueno, quiero hacer esto, esto, esto", entonces como que el criterio técnico ya no va a estar alineado, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, es una decisión de negocio de la operadora que quiere modificar su plan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien, pues ya lo analizaremos cuando venga esa propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo un comentario que va mucho en el sentido de la discusión que estábamos teniendo ahorita. La ley dice que en "circunstancias excepcionales". Y yo creo que es excepcional si vemos el mapa que haya tres campos que van a requerir unitización. Entonces eso sí es excepcional. Pero si vamos a estar cambiando las fronteras cada dos meses, ya no es excepcional. Entonces yo sí creo que una cosa es: "Oye, lo que es excepcional es que tienes un campo y luego otro campo abajo y el otro campo hacia la derecha donde se requiere que se reestructure esta asignación". Eso es lo que es excepcional, pero el mensaje pues es no hagas, no conviertas lo excepcional en normal, porque entonces estarías contradiciendo la ley. Entonces.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, yo opino en el mismo sentido en cuanto a cómo demostrar la excepcionalidad. Y la excepcionalidad se encuentra en el sentido de que la propia geología nos está diciendo pues que hay un campo que va más allá de una frontera artificial, que es la frontera que se estableció a través de la delimitación de las asignaciones y esto lleva a pensar que es razón suficiente como para poder incluir completamente estos campos, que sería muy complicado asignarlos a una empresa privada a través de un contrato y que después trajéramos como consecuencia un acuerdo de unificación cuando de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entrada la mayor parte del campo se encuentra en una asignación de Pemex.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una pregunta. ¿El área que está al sur de la asignación Yaxché-04 y de Yaxché-06 también pertenecen a Pemex? ¿Sí? Y bueno, yo creo que con mayor razón podemos hacer la recomendación a la SENER que se pudiera manejar en una sola asignación incorporando todos los campos que en teoría requerirían una sola. O sea, que necesitarían reconfiguración de las asignaciones, ¿no? En principio, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Efectivamente doctora las asignaciones de abajo también pertenecen a Pemex.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo coincido con los Comisionados en el sentido de que si dentro de unos meses van a venir a hacer una reconfiguración o una modificación de nuevo, por ejemplo a la Yaxché-04 porque quieren integrar el campo, el yacimiento Pokche, pues cada rato vamos a estar modificando las asignaciones. ¿No? ¿Entonces por qué no hacemos la recomendación? O sea, no sé si se tiene que aceptar y recomendar, que sería lo más lógico, ¿no? Si están de acuerdo.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, sí. Yo lo que propondría es que aprobáramos, le diéramos la opinión positiva a la SENER en los términos que nos está haciendo la consulta que a su vez hace el asignatario, pero que incluyamos la recomendación de que analice esto que estamos discutiendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, aquí hay un punto también interesante en el sentido que el campo Xikin efectivamente se declaró la comercialidad y está en el límite con un contrato. O sea, lo que es el yacimiento. En caso de que la evaluación ya se haya realizado y se concrete – que está en proceso –, o sea, porque manejaron un manifiesto de comercialidad y si se concreta todo eso, bueno, pues ya quedaría del lado de la asignación. En caso de que el yacimiento se llegara a extender al sur de su asignación, tendría que haber una unificación. O sea, pero eso se tendría que manejar de manera independiente a esta solicitud, ¿no? Pero simplemente lo dejo como una observación porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tendría que manejarse con una unificación con el contratista Hokchi, ¿no? Entonces ahí se queda al punto cuando terminen su evaluación de ese campo, ¿no? Entonces ahí será. ¿Sí? Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me quedé con una duda. Amoca-Yaxché-04 llega a la parte donde se traslapa con Hokchi. Ese traslape de Hokchi, el cuadrado que se ve aquí en esta parte, ¿eso en dónde queda? Este cachito de aquí. ¿Queda con esta?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. O sea, esta parte, en lo que corresponde al Mesozoico, se incluye en esta asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El terciario es Hokchi.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- El terciario es Hokchi. O sea, lo de Hokchi sería todo esto, pero nada más aquí, pero nada más aquí en el Terciario.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Listo. Entonces en caso de que no existan más comentarios, por favor Secretaria Ejecutiva podría leer en qué términos quedaría el acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.04.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por

Órgano de Gobierno

Cuarta Sesión Ordinaria

12 de abril de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía sobre la modificación del Anexo 1 de las Asignaciones AE-0006-3M-Amoca Yaxché-04 y AE-0008-3M-Amoca Yaxché-06.

II.3 Reducción del Área Contractual del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A2/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva 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:

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

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchas gracias Comisionada, ¿qué tal? Buenas tardes Comisionados. Como bien lo menciona la Secretaria Ejecutiva, el tema que venimos a tratar aquí con ustedes es el día de hoy es la reducción voluntaria de una parte del área contractual número dos de Benavides-Primavera, correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A2/2015. Adelante por favor.

Antes de entrar en materia de la solicitud que ha hecho el contratista, se nos hace importante darles unos datos generales de lo que es el área contractual. Esta área contractual formó parte del proceso de la licitación 1.3, donde la presentación y apertura de propuestas fue realizada el 15 de diciembre. El contratista que actualmente opera el contrato es Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. La fecha efectiva de firma de este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contrato corresponde al 10 de mayo del 2016 con una vigencia de 25 años y en la modalidad de licencia. En temas de superficie abarca aproximadamente 171.5 km² y el año de descubrimiento, el primer descubrimiento se dio en el área contractual en el año de 1960, siendo el principal hidrocarburo que se produce ahí, gas. Adelante por favor.

Lo que ustedes observan acá en esta siguiente lámina prácticamente son las etapas del contrato y las actividades que ha ejecutado el contratista al día de hoy. Como pueden observar en esta parte superior, a partir de la fecha efectiva de la firma que fue el 10 de mayo del 2016 el contratista presenta un Plan Provisional porque era un área que tenía producción para dar continuidad operativa al área contractual. Una vez finalizado dicho Plan Provisional, presenta tanto Plan de Evaluación como Plan de Desarrollo, ambos se encuentran corriendo al día de hoy. Y el contratista también ya ingresó una solicitud para la extensión del periodo adicional. Esta solicitud fue ingresada, si mal no tengo entendido, el 9 de marzo de este año.

En la parte inferior lo que ustedes pueden observar es la gráfica de producción de todos los contratos correspondientes a la convocatoria 1.3 y aquí en específico nos vamos para el caso número dos que es Benavides-Primavera nada más para poner en contexto cuál es el volumen que ocupa el contratista con respecto a los demás contratistas. Prácticamente es el área con mayor producción, siendo el último mes oficial reportado una producción de 8.6 millones de pies cúbicos comparados contra los 8.2 que traía en su perfil propuesto dentro del plan. Adelante.

En lo que respecta a los antecedentes y marco contractual, el contratista presenta un escrito a la CNH el 21 de febrero, donde notifica su solicitud de hacer una reducción parcial del área contractual de conformidad a lo que establece la cláusula 3.4 del contrato. Con base a los términos de esta cláusula, esta reducción parcial del área contractual da por terminado el contrato con relación a esa parte o a esa área que el contratista devuelve de manera voluntaria. Lo que corresponde acá es que de acuerdo al propio contrato también y en conformidad con la cláusula 17.7, con esta notificación del contratista inicia en paralelo lo que se conoce la etapa de transición final por parte del área contractual para esta devolución parcial que realiza el contratista. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que observan ustedes aquí Comisionados es un comparativo de lo que es en el lado izquierdo en el contorno rojo lo que es el límite original del área contractual, donde pueden observar marcados la totalidad de los pozos. En esta área contractual se ubican 158 pozos, de los cuales dentro del mismo proceso contractual de la etapa de transición de arranque el contratista declara como útiles 97 de ellos. A mano derecha lo que pueden observar en el comparativo ya es la nueva propuesta del polígono asociado con base a esta devolución parcial que hace el contratista. Prácticamente el contratista devuelve cinco bloques, uno, dos, tres, cuatro y cinco y dentro de esos cinco bloques están contemplados en temas de infraestructura solamente 21 pozos, de los cuales estos 21 pozos, como ya lo mencioné anteriormente dentro de la etapa de transición de arranque, el contratista ya había declarado como no útiles. Adelante.

Para entrar un poco a mayor detalle de los polígonos y las áreas que el contratista ha renunciado de manera voluntaria, están o que él clasifica como polígonos oeste, sur, este, noreste y noroeste y esto prácticamente no da un total, si mal no tengo entendido, de unos... nos lleva a que la reducción de área pasa de ser de los 171.5 km² a 104 km² lo que quedaría comprendido dentro del nuevo polígono que aparece aquí ya marcado. Y estas son las cinco áreas que se devuelven.

Lo importante que hay que destacar aquí como parte de esta devolución que hace el contratista es que esto no afecta para nada la ejecución de los planes que el contratista tiene autorizados el día de hoy. Prácticamente el contratista continúa ejecutando las actividades que han sido aprobadas tanto en su Plan de Evaluación como en su Plan de Desarrollo. Adelante.

Es por ello que esta Unidad con el apoyo de Nuestra Dirección General de Contratos traemos el siguiente proyecto que es principalmente el número uno, como lo establece el propio contrato una vez hecho esta manifestación por parte del contratista, iniciar el procedimiento de terminación anticipada con respecto a la parte del área contractual al que el contratista reduce voluntariamente. Y, en segundo lugar, que se instruya a la Unidad de Administración Técnica de Contratos para llevar principalmente a cabo cuatro elementos:

El primero de ellos es integrar obviamente toda la documentación e información correspondiente para que podamos alimentar a nuestra



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dirección General de Contratos para que tramite y sustancie todo lo que es el proceso de terminación anticipada. Obviamente es importante recalcar aquí que como corresponsables con la Dirección General de Contratos se requerirá también el apoyo técnico de otras áreas conforme vayamos evaluando los diferentes temas que se tienen que evaluar.

El segundo punto es que igualmente con el apoyo de la Dirección General de Contratos, y en coordinación con lo que es la SENER y ASEA, supervisaremos y validaremos que toda la información y documentación que se presente esté en cumplimiento con lo que establece la cláusula número 17.7 del contrato, que básicamente esta cláusula se refiere al proceso de abandono y entrega del área contractual.

En tercer punto para este segundo inciso está que se designe al personal de la CNH o al tercero que acompañará al contratista en todo este proceso de transición final para llevar a cabo todo lo que establece de manera correspondiente la cláusula 17.7 y 12.1, que es prácticamente a revisar todos los incisos de cumplimiento de la 17.7 y el tema de inventario de la 12.1.

Y finalmente está, para que también con apoyo de la Dirección General de Contratos, se evalúen las condiciones físicas de los pozos y materiales que serán transferidos al Estado como consecuencia de la renuncia a una parte del área contractual. Adelante.

Y finalmente lo que queremos traer aquí el día de hoy es más o menos en una línea de tiempo cómo se ve el procedimiento. Como pueden observar la primer componente que tenemos fue esa notificación por parte del contratista que ingresa el 21 de febrero y, de manera como lo establece el contrato, en paralelo se inicia lo que es la etapa de transición final de acuerdo a lo que establece la cláusula 17.7 del mismo. El día de hoy que nos encontramos aquí en el 12 de abril es que traemos a solicitud del Órgano de Gobierno iniciar ya el procedimiento de terminación anticipada de la parte que el contratista ha decidido devolver al Estado. Y como otros hitos importantes dentro de este proceso, tendríamos que llegar a que haya una resolución del procedimiento de terminación anticipada, donde prácticamente daríamos cumplimiento a los puntos que vimos en la lámina anterior y se dictaminaría, perdón, y se definiría cuál sería la fecha efectiva de renuncia del área contractual. Con eso terminamos la exposición.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario?
Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me quedó una duda. Entiendo que están en todo su derecho a renunciar esta área, que no hay ningún problema dado que hay muy pocas instalaciones. Sin embargo, no me queda claro por qué lo quieren hacer, dado que es un área con potencial. ¿Ya tienen tanta información como para decir, “estoy seguro que aquí no hay nada”?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Lo que establece el contrato Comisionado es que...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo me doy cuenta que es todo legal y que todo está perfecto, pero quiero entender a la empresa. ¿Por qué la empresa quiere renunciar a esta área?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Empiezo primero con la respuesta a lo que establece el contrato. El contrato establece que simplemente es voluntad del contratista y así se tiene que respetar, inclusive sin presentar ninguna justificación. El tema acá es que adicional a esto el contratista nos presenta una justificación técnica donde él hizo una evaluación geológica-estructural de los cinco bloques que nos representa y nos dice el por qué esos cinco bloques para él no representan una viabilidad económica. Y de hecho es por eso que él también hace el regreso de esos cinco bloques. Básicamente, aunado a la solicitud de la devolución parcial del área, él la complementa con todo este análisis técnico asociado a cada uno de estos cinco bloques. Y algo que a lo mejor también es importante colocar en la mesa es que este es un campo de gas y obviamente una vez aprobados los Planes de Desarrollo los contratistas tienen que hacer un pago por el impuesto por la actividad de extracción. Entonces básicamente al ser un campo principalmente gasero el ingreso es menor al que tendría un campo que es productor de aceite y gas asociado. Entonces supongo que esas son las principales razones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Comisionada. Bueno, yo creo que esta explicación es muy importante porque cuando no tenemos explicación entonces surgen las especulaciones de por qué puede estarse regresando una parte de un área contractual. En principio, como lo decía el jefe de Unidad, pues es una atribución o un derecho que tiene el contratista establecido en el contrato, en este caso en la cláusula número 17. Pero hay que encontrarle sentido económico a esta decisión. Es decir, una vez que se termina la evaluación de potencial petrolero del área, el contratista considera que sólo una parte del área es la que le parece económicamente viable para la extracción. En este sentido lo que está haciendo entiendo es concentrándose en una parte del área por cuestiones también económicas. Porque si continúa con toda el área, implica hacer dos pagos de acuerdo con la actividad que vaya a realizar o la cuota correspondiente a la exploración o el impuesto de extracción.

Si considera que en esa área no va a realizar una actividad que le implique beneficios económicos, implicaría de todos modos seguir pagando alguna de estas dos contribuciones. Entonces este es, sin buscarle mayores explicaciones, yo entendería que esta es la razón principal por la cual se está haciendo uso de una atribución que tiene el contratista, un derecho que tiene el contratista y que quizás el contrato la palabra es un poco fuerte porque la menciona como "renuncia", renuncia al área, que por cierto en la explicación se habla de bloques. Y para no confundir en bloques, que también los hemos hecho el equivalente a que son áreas contractuales, estaríamos más bien diciendo de polígonos o zonas internas de un área contractual. ¿Sí?

O sea, realmente lo que se está pues, lo que está haciendo el contratista no es otra cosa más que concentrándose en aquella parte del área que le fue adjudicada y que considera que tiene mayor valor económico para efecto de llevar a cabo las actividades de extracción. Yo le veo esa razón económica, no ningún otra, y que debemos de acostumbrarnos a este tipo de procesos porque seguramente los seguiremos viendo en la medida en la que los contratistas vayan haciendo este mismo ejercicio y concentren sus actividades e irán devolviendo por consiguiente para no pagar las contribuciones que correspondan las áreas en las que hayan concluido que ya no van a hacer ya ni actividad importante de exploración ni mucho menos una actividad de extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Abundando un poquito en este tema por ejemplo si estuvieran en la etapa de exploración tendrían que pagar 1,150 pesos por km². Entonces si tienen una reducción de 67 – no es totalmente exploración, esto es extracción – tendría un ahorro de 77,000 pesos mensuales. Eso es el planteamiento. Pero creo que nuestro deber es revisar, y es la pregunta que tengo para ustedes, si el área contractual con la que se quedan abarca el yacimiento. O sea, porque una cosa es la parte de arriba y otra cosa es el yacimiento. Si el yacimiento es...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Atrás.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿En la nueva? En esa. Esta es la nueva, ¿no? Si después de la reducción el yacimiento queda comprendido dentro de lo que ellos se quedan, porque si quedara un poquito fuera, entonces no deberíamos de permitirlo. Es una cosa de yacimiento. Y la otra cosa es las tuberías, las tuberías para la recolección. ¿No hay alguna que pase por esas zonas achuradas que están regresando? Esas dos serían las preguntas. Si la respuesta es que sí lo revisaron, yo no tendría ningún problema.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- En términos de la primera pregunta sobre si se contempla o no el tamaño del yacimiento y esto, como parte del proceso de la etapa de finalización, todo este proceso, obviamente que la información que el contratista ha sometido también será pasada a nuestras áreas técnicas para que ellos nos ayuden en este proceso de evaluación para la determinación de la fecha efectiva de finalización para estas áreas o estos polígonos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, no me expliqué bien. Aquí abajo hay un yacimiento. Estamos aquí viendo la planta. Estamos viendo la planta del área contractual y hay un yacimiento aquí abajo a una cierta profundidad. Si yo fuera propietario de estas áreas, pues obviamente no me conviene que esto se elimine porque no voy a recibir ningún dinero. Hablaba yo de los 1,050 pesos por km². Si el yacimiento pasara por esta parte, entonces no podríamos permitir que esto lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

redujeran. Esa es la primera pregunta. Y la segunda es si por aquí por estas áreas pasan tuberías que sirven para la recolección de los hidrocarburos en algunos de sus pozos. Por ejemplo, si aquí pasa una tubería, entonces tampoco podríamos reducir el área contractual. O sea, estoy hablando superficie y también yacimiento.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Voy primero a la primera en cuanto a nivel de yacimiento. Como parte de todo este proceso de terminación, lo que haremos es hacer este análisis con apoyo y colaboración de las unidades técnicas para determinar la delimitación exacta de los yacimientos para que esto no contravenga la posible explotación adecuada del mismo, suponiendo a que esto nos pudiera llevar a que si cortamos el yacimiento pues después se extienda más allá, podría provocar un proceso de unificación con otro o con el vecino. Esa es en primera instancia. Tendrían como resultado de este seguimiento en entregable donde vendría por parte del área técnica correspondiente que establezca cuáles son los límites y que no trasgrede ninguno de esos polígonos que sea o el nuevo polígono que sea determinado.

En segunda instancia para el tema de infraestructura superficial, con la información que tenemos al día de hoy aquí en la Comisión no existe ninguna infraestructura, ningún ducto, que quede por fuera de la propuesta del nuevo polígono. Si mal no tengo entendido lo que existe ahí son dos o tres estaciones de recolección y se verificó que el polígono propuesto incluyera la estación de recolección de los pozos que se encuentran en operación al día de hoy. Entonces ahorita no tenemos ningún ducto/infraestructura que pudiera quedar fuera del área contractual en superficie.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias doctora. El Orden del Día dice "reducción del área contractual", pero yo creo que lo que está pidiendo es pues autorizar a la Unidad de Administración para que inicie los trabajos que permitan verificar si la reducción que solicitan es la adecuada. Yo sé que, en la ley, en el contrato perdón, dice que el operador puede renunciar cuando él quiera la totalidad o parte del área contractual. Pero yo estoy totalmente de acuerdo con el doctor Néstor, el trabajo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se haga, ya dándole la instrucción a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, es que vengan con los elementos técnicos que nos digan que no se va a estar drenando el yacimiento que están quitando, que los pozos que se quedan son los adecuados para la óptima explotación. O sea, tiene que haber un trabajo ahí entre la Unidad y nuestras áreas técnicas de exploración y extracción solamente para verificar que se está haciendo la explotación adecuada de esta zona.

No es una razón para negar el que quieran dejar un área contractual, pero como socios yo creo que vale la pena también hacer un análisis técnico al interior de la Comisión con la información que nos dé el operador, con la información que tenemos en los cuartos de datos, de tal manera que podamos llegar a un acuerdo con ellos. Sí te acepto la reducción – digo, porque lo manda el contrato – pero tal vez vemos potencial, tal vez los ayudamos a ver cosas que ellos no están viendo. Pero no solamente recibir la solicitud, decir, “bueno, pues se ve que técnicamente él no quiere, lo tiene en el contrato, se le permite, se va a ahorrar unos cuantos miles de pesos por km²”, sino realmente ir a verificar lo que también comentaba el doctor Néstor: la infraestructura, no vayan a dejar un área, algo que ya ustedes vinieron haciendo, pero que formalmente tiene que ser parte de la resolución cuando ya se acepte el dejar esa área contractual. Para ello pues se requiere de un procedimiento que ustedes tienen que mostrarnos cómo lo hicieron, qué áreas participaron, qué fue lo que realizaron. O sea, que se vea que se hizo el análisis técnico que debe caracterizar esta Comisión para tomar las decisiones aquí en Órgano de Gobierno.

Y bueno, y mi segunda pregunta es: los pozos, decían hay 21 pozos que el operador consideró no útiles de acuerdo a la cláusula 3.3 del contrato. Entonces los declaró no útiles pero también por esa cláusula por ahí dice o te lleva a otra cláusula donde dice que todos los pozos que se declaren como no útiles tendrán que ser abandonados por el operador anterior. Aquí veo que de los 21 pozos 4 ya están taponados, parece ser, 9, 9 taponados. ¿Qué hay de los otros pozos que están cerrados, agotados o etc., etc.? ¿Cómo va ese procedimiento después de un año de ejecución de este contrato y a lo mejor la etapa de transición duró medio año, pero cómo va este medio año el tema de abandonar los pozos que se consideraron no útiles por parte del operador anterior?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si Comisionado, yo comienzo con la aclaración de los pozos taponados/cerrados y ya después voy a pedir a Joshua que me ayude con la parte del proceso. Como bien lo menciona, de acuerdo a las áreas que corresponden a los cinco polígonos, ahí se encuentran un total de 21 pozos. De esos 21 pozos son 9 taponados y los otros 12 se encuentran en su mayoría cerrados y agotados sin oportunidad de reparación mayor. Entonces le dejo la palabra a Joshua para que nos...

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada. El tema del proceso ya recibimos por parte del contratista como bien lo menciona la utilidad y no utilidad de los pozos. Ya se notificó igualmente a la SENER, que recordemos que cuando llega la información del área contractual que se entrega al contratista, llega a través de Pemex a la SENER y la SENER a la Comisión y la Comisión lo hace del conocimiento al contratista. En este caso ya hicimos del conocimiento a la SENER, ya evaluamos cómo se llevará a cabo junto con Pemex. Ya la devolución de aquellos pozos, bueno, de aquellos materiales declarados no útiles ya se acordó con Pemex las actas finales y junto con SENER también las actas finales para la devolución de aquellos pozos no útiles y ya estamos en proceso únicamente de formalizar junto con los contratistas el tema de la devolución. Y por lo tanto, con base en el título de asignación que tenía Pemex previo al otorgamiento del contrato, existen obligaciones subsistentes como el abandono de los pozos y alguna infraestructura adicional. En este caso el operador anterior a que hace referencia el contrato fue Pemex y será Pemex quien estará obligado a llevar a cabo por el título de asignación el abandono de estas instalaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una duda a raíz del comentario del Comisionado Néstor. La vez pasada, el punto anterior, nos mostraron un mapa muy claro de hasta dónde llegaba el campo y podíamos ver cuál eran los límites de la asignación y todo está muy bien. Aquí nos presentan esto, pero no sabemos cuáles son las áreas del campo. Entonces no sabemos realmente cómo responder a la pregunta del doctor Néstor. Si



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuando vemos el área está en el área renunciada, bueno, el área no renunciada.

Entonces sí hay un problema aquí de ese tipo. O sea, yo entiendo que ellos están renunciando un área y tienen todo el derecho, pero cómo afecta eso ahora sus derechos sobre el campo en su totalidad. ¿Qué pasa si parte del campo está en el área renunciada? Entonces, yo creo que ese tema hay que considerarlo en algún punto. O sea, se está instruyendo en este caso para que se evalúe y se haga todo eso, pero no podemos estar aceptando una renuncia hasta en tanto cuanto no tengamos toda la información.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Yo creo que este supuesto sí es importante preverlo en criterios que tendría que resolver este Órgano de Gobierno porque cómo está actualmente el contrato no prevé pues algún tipo de requisito especial, salvo los que ya se han mencionado relacionados con el abandono, para efecto de considerar procedente o improcedente una renuncia. Me parece lógico que pues un operador no pueda dejarnos la mitad por ejemplo de un campo ¿Sí? Resultaría ilógico cuando ese campo se considera que puede verse afectado en cuanto a su debida explotación. Sin embargo, en este momento no existen esos criterios. Únicamente pareciera que es un derecho unilateral, de hecho, así está planteado en el contrato del contratista y por lo tanto no nos queda más que pues dar el trámite y determinar las acciones correspondientes para un abandono adecuado en los términos de la cláusula 17 del contrato.

De hecho, en la resolución que se nos pone a nuestra consideración en su punto número 5 establece precisamente que deberá de llevarse a cabo lo correspondiente para que los pozos y materiales que sean abandonados por el contratista o por el asignatario anterior. Es decir, sí se prevé pues este abandono correcto de la parte a la que está renunciando el contratista. Sin embargo, creo conveniente que sí nos pongamos a analizar esos criterios para efectos futuros.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, totalmente de acuerdo. Sobre todo – perdón – en estos campos que va a suceder en la mayoría de los campos de México y sobre todo maduros en los cuales, un poco con la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lógica del doctor Moreira, el campo y el tamaño del yacimiento como bien lo mencionaba el doctor Néstor Martínez es de que puede tener un tamaño de inicio determinado y, como nos lo comentó también el maestro Álvarez, empezó su explotación en 1960. Entonces a través de este tiempo lo que ha pasado es de que se ha venido explotando y se va a hacer más chiquito voy a decir a través del tiempo. Entonces de un campo que empezó con un yacimiento de un determinado tamaño, pues a través del tiempo se va a ir haciendo cada vez más chico, más chico, más chico. Entonces si nosotros hablamos del tamaño del yacimiento en la época de 1960 quizá era de este tamaño, ¿no? De lo que tenía el área contractual. Pero si estamos hablando del tamaño del yacimiento efectivo para el año actual, quizás sí es lo que nos esté marcando el operador. Eso es técnicamente y técnicamente el tamaño efectivo.

Y si nosotros nos vamos a la lámina tres por favor, nosotros podemos ver que el operador lo que está haciendo, o sea, técnicamente es inclusive en la tabla de abajo es ir más allá de lo que se había comprometido en su plan. En su plan había dicho que iba a comprometer cierta producción y está produciendo más de lo que se había comprometido. Entonces bueno, o sea, está siendo efectivo en la producción, está siendo efectivo cuando menos con estos resultados. Pero lo que quiere ser es efectivo en el área de explotación, entonces ahí sí se tendría que ver qué dice el contrato. Y el yacimiento es más grande y ver qué tanto va a ser efectivo en términos actuales el yacimiento, porque lo demás ya no es útil para explotarse cuando menos con los datos porque ya están taponados los pozos, o sea, ya no producen pues. Entonces pues ahí sí se tiene que ver jurídicamente y técnicamente hacerlo compatible, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero yo sí creo que deberíamos irnos con la recomendación aquí del Comisionado porque tenemos un campo, el campo tiene un cierto tamaño, pero un cierto tamaño para un cierto tipo de explotación. Si de repente vamos a utilizar recuperación secundaria y vamos a utilizar otro tipo de tecnologías, no necesariamente el campo va a ser del mismo tamaño. Entonces creo que nos falta pues no sé, digamos normar con más cuidado este tipo de cosas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Sí, Comisionado Acosta. Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero es que el proyecto de resolución plantea como primer punto iniciar el procedimiento, que es lo que dice el Comisionado Acosta y todos estamos de acuerdo. Por contrato lo pueden hacer y hay que iniciarlo. Como segundo punto, y ya lo dijo el Comisionado Gaspar Franco, es que tiene que integrar toda la documentación, la información que corresponda para revisar todas las inquietudes que hemos planteado hasta este momento. Entonces no estamos decidiendo todavía nada, pero le estamos dando trámite porque eso es parte de lo que la ley les permite. Pero sí hay que revisar el cómo está el yacimiento porque es un yacimiento de gas y el gas tiene una alta movilidad y las áreas de drene pues pueden abarcar para algunos pozos que están produciendo espacios fuera del área contractual. Y eso entonces tendría que ajustarse si así lo identificamos. Si no lo identificamos, pues está muy bien, ¿no? Tal y como lo están planteando. Y repito, los propietarios obviamente están confiando en que la CNH está haciendo bien ese trabajo pues para que puedan obtener lo que les corresponde – ¿no? – por derecho. Finalmente, al parecer es poco dinero y no tendría mucho problema, pero hay que revisarlo y tienen el derecho, el operador tiene el derecho de hacerlo y vamos a darle para adelante con el trámite.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo. Bueno, en el mismo sentido en que el Órgano de Gobierno apruebe pues el inicio del procedimiento de terminación anticipada del área respecto a la cual se está renunciando y que el área que vaya a atender el proceso dicte las medidas conforme al contrato y nuestras disposiciones para efecto de un debido abandono de la misma.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Por favor Secretaria Ejecutiva podría leer en qué términos queda el acuerdo."

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.04.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A2/2015.

ACUERDO CNH.04.004/18

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 23, fracción I, letra g. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual, respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L03-A2/2015.

II.4 Solicitudes de autorización para participar en foros eventos públicos y visitas de Trabajo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se adopta por unanimidad. Procedemos al siguiente punto de los asuntos para autorización, sería el último. Son las solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo. En desahogo de este punto del Orden del Día, me permito referir que se recibió en el periodo la solicitud de asistencia a la Offshore Technology Conference para llevarse a cabo del 30 de abril al 4 de mayo por parte del maestro Gaspar Franco Hernández. Y ese sería el único recibido en este momento.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿No hay más?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Es que aparecen más.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y dije que rápido terminó.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Ah, perdón, es que solamente tenía una hoja. La otra hoja refiere que también recibimos la solicitud para participar en el Energy Seminar, Embajada de Noruega por parte del maestro Gaspar Franco Hernández el 13 de abril, el foro Global Energy 1.0 Panel de Reguladores del Sector Energético para participar el día 18 como panelista y como asistente el licenciado Héctor Acosta Félix perdón y el maestro Gaspar Franco Hernández respectivamente. El siguiente evento sería la reunión de la Asociación de Recursos Humanos de la Industria Petrolera A.C. por parte del maestro Gaspar Franco Hernández para participar como ponente el 19 de abril. Y la reunión del grupo de expertos sobre clasificación de recursos organizado por la United Nations Framework Classification for Resources en la que asistirá la doctora Alma América Porres del 22 al 27 de abril como participante. Finalmente serían estos cinco eventos. No sé si haya comentarios al respecto. Si no hay comentarios. Es que esa es la primera que dije.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, ah bueno.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La que sí dije.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. De acuerdo, por favor puedes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ
RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario? ¿No?"

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

ACUERDO CNH.04.005/18

Con fundamento en los artículos 13 de la Ley de los
Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y
17 del Código de Conducta de la Comisión Nacional de
Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
aprobó las solicitudes descritas en la propuesta presentada
en la sesión, para participar en foros, eventos públicos y
visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Seguimiento al Programa Anual de Trabajo de la CNH 2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la
Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro
Francisco Javier Mundo Ayala, Director General de Planeación.

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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor maestro.

DIRECTOR GENERAL DE PLANEACIÓN, MAESTRO FRANCISCO JAVIER
MUNDO AYALA.- Muchas gracias, ¿qué tal Comisionados? Compañeros,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

buenas tardes. La intención del punto es por un lado presentar formalmente el Plan Anual de Trabajo y el modelo de seguimiento que se está proponiendo para esto, ¿no?

Como ustedes saben, dentro del Reglamento Interno de la Comisión en el artículo 19 de las diferentes Unidades Administrativas están facultadas para proponer el Plan Anual de Trabajo de cada una de estas Unidades y la Dirección General de Planeación coordina el proceso de planeación estratégica. Lo que se hizo para la ejecución y la elaboración de este Plan Anual de Trabajo considera los trabajos que llevamos a cabo como Comisión desde octubre del año pasado con el taller de la planeación estratégica, en noviembre con los ejercicios de planeación táctica. Se tomó también en consideración la alineación con el Plan Anual de Trabajo 2017 y el desarrollo de cada plan de trabajo por las diferentes Unidades Administrativas.

Al inicio de este año llevamos a cabo el desarrollo de la versión final de este documento y en febrero tuvimos sesiones informativas sobre el Programa Anual de Trabajo de cada Unidad Administrativa y la primera reunión de avance de la estrategia. Lo que se propone hacia adelante es para el seguimiento del Plan Anual de Trabajo... Bueno, vale la pena hacer mención – si podemos ver la siguiente lámina – de que el plan es un documento público. Se encuentra en la página web de la Comisión en el apartado de ¿Qué hacemos? y se encuentran tanto el plan 2017 como el plan 2018.

Para el seguimiento del PAT lo que proponemos es en la siguiente reunión de avance de la estrategia que tengamos con el grupo de Comisionados y titulares de Unidad presentar el mapa estratégico que se ha desarrollado por parte de la Dirección General de Planeación para retroalimentarlo, en su caso hacer los ajustes y que sea este el mecanismo que utilicemos para el seguimiento de las iniciativas que se encuentran dentro del Plan Anual de Trabajo. Es básicamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Comentarios Comisionados? Comisionado Franco por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Este Programa Anual de Trabajo es 2018, ¿pero es que es de abril a abril o arrancó en enero o cómo? Mi preocupación es por qué lo estamos viendo en abril si podemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

arrancar en octubre y tener un buen programa desde enero y que fuera en la primera sesión que estamos viendo aquí cómo va. Porque si ahorita apenas es el programa, ¿pues qué pasó en marzo, en enero y febrero? ¿Cómo vamos? Y además esto lo empezamos hace dos años, ¿no? Con el primer PAT en 2017. Hicimos por ahí una página, un sistema y decíamos: toda la información del programa versus el real nos tiene que dar situaciones por las cuales no se cumplieron en algunas ocasiones los planes, como me falta gente, necesito un contrato, una licitación, me falta presupuesto, que nos iba a ayudar a ir identificando cosas que nuestro Oficial Mayor pudiera surtir a las áreas con la finalidad de cumplir mejores planes. Pero yo todavía no veo eso. ¿No? Y aparte un programa que empieza en abril y pues que va a acabar en diciembre y no sé cómo vamos en marzo.

Yo creo que valdría la pena una, en los próximos pasos pensar en hacer un programa en octubre con la finalidad de empezar a hacer el programa en octubre con la finalidad de la primera sesión de enero estar presentando el plan. Y la otra es qué hemos ido aprendiendo en estos dos años, qué nos falta, qué debemos mejorar, con la finalidad de que nuestra Comisión pues dé el servicio que tiene que dar al exterior y al interior de esta institución.

DIRECTOR GENERAL DE PLANEACIÓN, MAESTRO FRANCISCO JAVIER MUNDO AYALA.- Gracias Comisionado. El plan en efecto cubre enero-diciembre 2018 y arrancamos los esfuerzos para la elaboración del documento con el taller de planeación estratégica que llevamos a cabo el 25 y 26 de octubre del 2017. En la primera reunión que tuvimos de avance de la estrategia el pasado 14 de febrero, reunión interna de trabajo, pudimos ver el avance sobre el cumplimiento de las iniciativas que se encuentran en este plan. En este momento lo que estamos presentando de alguna suerte es la formalización del documento en su versión final y hacerlo extensivo público dentro de la página de la Comisión y el mecanismo propuesto para el seguimiento de cada una de estas iniciativas bajo el mapa propuesto, mapa estratégico propuesto para la Comisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digamos un poco la solicitud sería que, o sea, se tiene que dar seguimiento y sobre todo tratar de presentarlo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE PLANEACIÓN, MAESTRO FRANCISCO JAVIER MUNDO AYALA.- En la primera sesión ordinaria.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En las primeras sesiones de los próximos años, ¿no? ¿Algún otro comentario? Entonces podemos seguir por favor."

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

ACUERDO CNH.04.006/18

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Seguimiento al Programa Anual de Trabajo de la CNH 2018.

III.2 Informe Trimestral de Autorizaciones para perforación de pozos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

"TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias, muy buenas tardes otra vez Comisionada, Comisionados. Voy a poner a su consideración el primer informe trimestral de este año del 2018 que abarca de enero a marzo en autorizaciones de perforación de pozos. Adelante por favor.

Durante este trimestre se otorgaron 14 autorizaciones para perforar. Vemos aquí en la gráfica, bueno, en primer lugar, el operador de todos los pozos es Pemex, es el 100%. Y aquí tenemos por clasificación aguas profundas un pozo, exploratorios 11 y pozos Tipo dos. Estos dos pozos Tipo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tienen incluidos 15 pozos amparados con esta autorización. Por ubicación estos mismos pozos serían en aguas profundas se autorizó uno, de aguas someras cinco y de terrestre ocho. Adelante por favor.

Esta es la distribución geográfica de estos pozos. Este pozo es el pozo Ketsin es en aguas profundas. Tenemos cinco pozos en aguas someras, el Balam-29DES, el Tsanlah perdón, Pokche, el Nantizin y el Teca. Eso es aguas someras. Después tenemos los pozos en tierra, el Semillal, Aquetzalli y Maxochitl. Estos son de no convencionales debemos recordar. Y Ixachi-1DEL, el Cruver, el Tupilco, el Tokal, el Kenora. Son todos los pozos, los 14 pozos que se han autorizado.

En cuanto a su agrupación por pozos delimitadores para reclasificar reservas, son tres: el Teca-1DEL, el Pokche-1DEL y el Ixachi-1DEL. Estos tienen programado reclasificar 264 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Existen nueve pozos que son pozos exploratorios y tienen un recurso asociado en suma de todos estos nueve de 729 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Y existen dos pozos, el Balam-29DES y el Tupilco-147, que son pozo Tipo con una producción estimada de 4,831 barriles por día de cada uno de ellos. Pasamos a la siguiente por favor.

Esta es una gráfica que muestra tres tablas Excel. Son los pozos exploratorios. De estos 14 se están perforando 4 ya actualmente y están por iniciar 10. Hay uno de aguas profundas, dos pozos Tipo y el resto son los pozos exploratorios. Adelante por favor.

En esta gráfica voy a mostrarles de estos 14 pozos los recursos prospectivos asociados a cada uno de ellos, aquí están. Son 729 millones de barriles de petróleo crudo equivalente distribuido en nueve pozos. Las reservas a reclasificar – como les decía – son 264 millones de barriles de petróleo crudo equivalente repartido en tres pozos delimitadores. Y la producción esperada de los dos pozos Tipo suman 4,831. Adelante por favor.

La inversión total programada en millones de pesos es mostrada en esta gráfica. El mayor es el de aguas profundas de 1,972 millones de inversión. Estos 11 pozos exploratorios suman una inversión de 5,841 millones de pesos y los dos pozos Tipo 943 millones de pesos. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esta gráfica, les quisimos mostrar esta gráfica porque en ella se ve que varios de los pozos autorizados van a una profundidad de más de 6,800 metros. Esto quiere decir cada vez está profundizándose más. Estos pozos están desde aguas profundas, esto es en aguas someras y los terrestres. Nada más para darles una idea, esta profundidad 7,226, esta otra son 7,722, 6,895 y este de aguas profundas 7,430. Adelante por favor.

A parte de la autorización de 14 pozos, la Unidad recibe los avisos de perforación. En este caso durante este trimestre se recibieron 55 avisos de perforación. Estos fueron 39 de aquellos pozos que le pusimos aquí comprendidos, pero son aquellos pozos que están amparados con los pozos Tipo. Son 10 aquellos pozos que no requieren autorización simplemente son avisos, y seis de reentradas de pozos preexistentes. De esos 55 les decía están terminados 3, en perforación están 39 y en terminación 13. Adelante por favor.

Como conclusión de este trimestre nada más es que la autorización de 14 pozos se dio en este trimestre con el 100% de pozos de Pemex, uno en aguas profundas y ultra profundas, 11 exploratorios y dos Tipo. Y la estimación de volúmenes asociados como recursos prospectivos de 729 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, una reserva a reclasificar de 264 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una producción esperada de 4,831 barriles por día. Y en cuanto a avisos, 55 avisos de Pemex y dos de operadores de la Ronda Uno, licitación tres.

A parte de estos datos del trimestre, estamos incluyendo – siguiente por favor – el seguimiento a pozos que llevamos. Este es un total de 222 pozos y se los vamos a explicar en esta gráfica. Tenemos pozos modelos de diseño 25 autorizados. Aquí están distribuidos de esta manera. El número que ustedes están observando son los pozos asociados o amparados bajo este modelo de diseño. Suman 160, que son estos 160, de los cuales 158 pertenecen a Pemex y dos al operador Secadero. De estos además tenemos autorizaciones de pozos de desarrollo individuales. Estos fueron 37, 32 de Pemex, de Diavaz tres, de Canamex uno y de Tonalli uno. Este es el seguimiento total de autorizaciones y avisos que tenemos hasta hoy, hasta el 31 de marzo de este año. Adelante por favor.

Este es el mismo escenario, nada más que aquí estamos poniendo la terminación, cuáles están terminados, cuáles están en perforación y por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

iniciar y aquellos caducados. De estos pozos hay 39 terminados, en perforación 67, por iniciar 115 y caducados uno. Seguimos por favor.

Ok. El resultado de los pozos de desarrollo, que fue una de las recomendaciones que nos hicieron en la última presentación del trimestre de 2017, nos pidieron ustedes que mostráramos los resultados de aquellos, de los pozos. En este caso son pozos de desarrollo, lo que estamos viendo ahí son 39 pozos de desarrollo y el resultado, la producción real es aproximadamente de 91,460 barriles por día de petróleo crudo equivalente. Y el costo real de estos pozos aproximadamente de 13,853 millones de pesos distribuidos de esa manera. Seguimos por favor.

Entonces también nos solicitaron la comparativa entre inversión y producción. En ese caso son 39 pozos les decía y esta es una comparativa. La producción esperada, es decir la programada, era de 109,028 barriles de petróleo crudo equivalente por día y la producción real de 91,460. Aquí hay una diferencia si ustedes bien están viendo. Las barras verdes significa aquella producción esperada y las barras azules es la producción real obtenida. En cuanto a la inversión programada versus lo real, igual. La inversión programada era de 14,722 millones de pesos y la real de 13,853. En este caso en inversión se obtuvo un ahorro del 5% sobre la inversión programada. La producción obtenida fue del 16% menor a la programada por sobre estimación más o menos en el 10% de los pozos. La totalidad de pozos corresponden a la empresa productiva del Estado Pemex. Adelante por favor.

Por último, también le damos seguimiento en cuanto a las asignaciones y los pozos autorizados. Tenemos ahorita 82 asignaciones con planes aprobados para el periodo adicional, 19 de ellas tienen actividad en perforación de pozos y es lo que estamos mostrando en la tabla. No sé si podemos hacer un zoom por favor a la tabla. Por un lado, vemos estas 19 asignaciones que están aquí. Los pozos en algunos casos es un pozo por asignación, pero en otros tienen dos pozos por asignación. Esto, los 23 pozos autorizados de 56 programados para el 2018 para el periodo adicional programado. Y aquí ustedes están viendo aquellos pozos autorizados versus los programados. Por ejemplo, en esta asignación Amoca-Yaxché-02 ya se autorizó un pozo, sin embargo están tres



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

programados. En Amoca-Yaxché-04 hay dos pozos ya autorizados de cuatro programados. Entonces si bajamos un poquito la lámina por favor.

Los pozos en el periodo adicional programados para el 2018 son 56 y para 2019 72. Este avance es de agosto 2017 a marzo 2018 y les decía que 23 pozos autorizados de 56 programados en 2018 es lo que tenemos hasta el día de hoy. No sé si tengan alguna pregunta, es todo lo que traemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionado Franco?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ya que me incitó doctora, ya que me incitó, ahí va. Si recordamos las asignaciones petroleras ya están en el periodo adicional de exploración y les quedan dos años. Y bueno, yo platicaba aquí varias veces si durante tres años se perforaron alrededor de 70 pozos, en dos años haciendo lo mismo se pretenden perforar por lo menos para estas 72 asignaciones 128 pozos. En el 2018, ya lo decía bien nuestro titular de exploración, se tienen programado 56 pozos. Y en el mes de abril supongo que es el acumulado esos 23 pozos hasta el mes de abril o el trimestre, no lo sé, apenas van casi llegando a la mitad en la aprobación de los pozos. Y todos son exploratorios, o sea, todos tienen que pasar por aquí. Entonces ahí es estar vigilando el comportamiento de las asignaciones petroleras, sobre todo de exploración. Pero yo creo que también ya hay que empezar a ver las de extracción. Y digo, y está bien, en algún momento tomamos la decisión de que nos fueran reportando trimestralmente el avance de la perforación o autorización de pozos, yo creo que aunque ya por ahí lo hemos comentado del seguimiento de las asignaciones de exploración ahí decíamos mensual. Yo creo que en estas ordinarias debemos dar un espacio, así como lo damos para pozos y para ARES, pero ahora para ver las asignaciones petroleras de exploración y también las de extracción; porque tenemos que ir vigilando el comportamiento y la administración que está realizando nuestra Unidad de Administración Técnica de Contratos. Y es importante ver cómo van con la finalidad de ir tomando las decisiones que se deban tomar o haciendo las sugerencias que se deban hacer.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? ¿No? Yo sí tengo. Yo creo que parte del seguimiento, o sea, es interesante, que bueno, hay un avance. Pero así como está la parte de producción, yo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

creo que haría falta la parte de exploración en cuanto a la parte de lo programado contra lo real, ¿no? Porque se tiene cuánto se comprometieron en producción y cuánto lo tenemos. No dice el por qué, ¿no? O sea, hay unos que está al 20%, hay otros que tienen un poco más, pero ahí la gran mayoría fue a la baja. Entonces sí valdría la pena y sobre todo si eso se debe a problemas del pozo o problemas del yacimiento. Sobre todo, cuando se deba a problemas del pozo, qué sucedió, ¿no? Y manejarlo yo creo que como una lección aprendida para nosotros en cuanto a las mismas autorizaciones que estamos dando en cuestiones de perforación y de integridad, que es lo que tenemos que estar viendo. Igual a nivel exploratorio, ¿no? A nivel exploratorio en cuanto a los pozos que se tienen y las problemáticas que se están teniendo a nivel de la perforación de los pozos en cada una de las áreas para ir nosotros de alguna manera caracterizando ciertas problemáticas que se pueda tener en cada una de las áreas de México. Porque eso digamos puede quedar como una lección aprendida en el área de las autorizaciones de perforación, ¿no? Y creo que eso también se tendría que estar documentando por parte de nosotros.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, doctora, si me permite. Sí hemos estado viendo ahorita cuando menos en cuanto a éxito exploratorio traemos el 50 más o menos en áreas terrestres y aguas someras y 46% en aguas profundas más o menos. Pero sí, lo incluimos, incluimos este análisis. Y nada más para poner un ejemplo, no sé si pueden poner la 15 por favor donde están precisamente... ahí. Vemos por ejemplo el Xanab-24DES. Ese es uno de los que más sobresalta. Es decir, esto era lo esperado, lo programado pues y esto es lo obtenido. En este caso la baja productividad del Xanab-24 es debido a que el pozo llegó a una zona estructuralmente más baja de lo previsto y presentó un cambio estratigráfico que no se tenía previsto precisamente esto, ¿no? Entonces vemos que inclusive, pues esto lo sabemos que inclusive en el desarrollo puede haber estos problemas de velocidades, de cambios de velocidades en la sísmica. Y bueno, su cima que ellos traían por ahí se fue mucho más profundo, ¿no? Por eso es uno de los casos por ejemplo, un ejemplo de esto de lo que pasa. Pero hay otros por ejemplo el Terra, uno de los Terra. Pero algunos que se distinguen como el Zaap ahí la producción esperada es menor a lo que realmente está dando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero yo, bueno, yo decía un poco documentar, ¿no? Pero sobre todo lo que se refiere a la parte de perforación y desde luego a las otras áreas que involucran a la Comisión, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En esta lámina se puede observar que hay varios pozos que están por arriba de 4,000 barriles. Nos presentaron una lámina en donde dicen que los pozos van a aportar 5,000 barriles, 5,400, todos los que han pedido en el trimestre. Hay una lámina – ¿no? – que plantea ese dato. Está un poquito atrás. Cuando hacen el resumen de todo el trimestre, un poquito más para atrás. Es esa, esa. Es esa. La producción esperada de todos los pozos es 4,831 barriles.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, esos son de los dos pozos Tipo doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Solamente de los dos pozos Tipo, ok. Yo pensé que eran de los 14 pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, no, solamente de los dos pozos Tipo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. La reflexión es que podamos tener más pozos. Me imagino que la cantidad de equipos de perforación que tiene Pemex parados pues debe ser importante todavía.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JODÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Ayer estaba mencionando Carlos Cañas que acaban de contratar seis equipos de última generación para la parte de someros por ejemplo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, yo me refería a todos los terrestres.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JODÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Ah, ya, terrestres.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, equipos de perforación terrestres que de alguna forma están detenidos y que a lo mejor puedan pensar hasta en venderse, ¿no? Siendo que pueden ser muy útiles para perforar pozos, más pozos. Y si tienen 50% de probabilidad de encontrar hidrocarburos de acuerdo con la historia, pues es un buen potencial, ¿no? Porque con estos incrementos de producción pues no estamos ni siquiera de alguna forma balanceando la declinación de los yacimientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, si no hay comentarios, podemos seguir por favor con el siguiente punto."

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

ACUERDO CNH.04.007/18

Con fundamento en el artículo 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe Trimestral de autorizaciones otorgadas para realizar perforación de pozos.

III.3 Informe Trimestral de Autorizaciones para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

"TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes. Vamos a poner a su consideración el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

primer informe trimestral de este 2018 que abarca de enero a marzo en este caso de las ARES, autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial. Adelante por favor. Adelante.

Este es el resumen. Durante este trimestre se informa que se inscribieron al padrón ARES cuatro compañías. Earthfield, Net Brains, Cambridge Carbonate y Capital Signal. Se autorizó una solicitud para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial a la compañía Dowell, relacionada con el reprocesamiento de sísmica 3D que la vamos a ver más adelante. Y, asimismo, en este periodo reportado se recibieron dos solicitudes de autorización que se encuentran en proceso de revisión de Stratascan y CGG. El total acumulado al término de este trimestre es de 68 compañías inscritas en el padrón ARES, el ARES A, y 61 autorizaciones, es decir 61 proyectos ARES B. Adelante por favor. Adelante. Adelante. Regresemos.

Estas son las solicitudes de inscripción al padrón ARES A. Vemos que en el 2017 nada más como referencia se inscribieron 11 compañías, durante los últimos trimestres fueron la mayoría de ellos, y ahorita pues llevamos cuatro en este trimestre. Este es el acumulado a marzo de 2018. Es decir, de un total de solicitudes de 83 están inscritas 68. Adelante por favor.

En cuanto a los proyectos ARES, las solicitudes de autorización, también como referencia en el 2017 fueron 15 autorizaciones. Ahorita durante este trimestre llevamos una autorización. De 77 solicitudes se han autorizado 61 a marzo de 2018. Adelante por favor. Adelante.

En cuando a los proyectos autorizados que decíamos, es de la compañía Dowell Schlumberger. Es un ARES de un reproceso sísmico que ustedes están observando aquí. Seguimos por favor. Los detalles de este proyecto "Perdido Sur 3D" es un reproceso sísmico. Abarca un área de 20,253 km² y abarca las provincias la Cuenca de Burgos, el Cinturón Plegado Perdido y Cordilleras Mexicanas. El objetivo pues es obtener un cubo unificado de estos seis estudios o de estos seis cubos sísmicos en migración en profundidad. Es Lamprea, Chairel, Aquila, Escolleras I, Escolleras II y Sardina. En este caso los objetivos geológicos prácticamente toda la columna Mesozoico y Mioceno. Tecnologías a usar pues es la migración en profundidad PSDM y los entregables son volúmenes en profundidad y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reporte de procesamiento. La duración del proyecto son de 14 meses. Seguimos por favor.

En cuando al seguimiento a las autorizaciones que hemos otorgado, ustedes ven en esta gráfica son de estos proyectos ARES B se han terminado 12. En desarrollo hay 26 de ellas, ¿no? Y las demás se han caducado, desistido o están por iniciar. Adelante por favor.

Este es el global de las compañías, son 20 compañías y con 61 proyectos autorizados. Ustedes ven aquí que la mayoría, bueno, por ejemplo, Seitel tiene 9, TGS 6, Dowell 7, CGG 7 y las demás están distribuidas en las diferentes compañías. Adelante por favor.

Este es seguimiento a proyectos en desarrollo ahorita, los 26 proyectos que están desarrollándose actualmente. Lo que están viendo ustedes en la gráfica, por cada renglón de estos, cada barra significa un proyecto y lo color negro es el avance real realizado y lo azul es la parte programada. Entonces ahorita en esta línea roja se ve es la terminación del trimestre. Seguimos por favor.

En cuanto a las autorizaciones terminadas ahorita en total con adquisición se tienen nueve. Todas estas ya están terminadas, este es el kilometraje de cada una de estos proyectos. Y tres sin adquisición, es decir reproceso, para un total de 12 autorizaciones terminadas, 12 proyectos terminados. Adelante por favor.

Los 26 en desarrollo que están realizándose actualmente con adquisición son 9. Vamos a verlos ahorita uno por uno. Adelante por favor. Primero sin adquisición. Tenemos estos 8 proyectos sin adquisición. Seguimos por favor. Estos son los 9 proyectos que tenemos. Esto que ustedes ven en amarillo si recuerdan es el proyecto Ares Pozo y todos los demás son todos los proyectos que están sin adquisición ahorita en desarrollo. Adelante por favor.

Con esto terminaría este informe. En general podemos decir que en estas 14 autorizaciones que vimos en el trimestre tenemos ahorita, incluyendo este mes de abril, en proceso también algunas primero solicitudes del padrón y también tenemos algunos proyectos también solicitudes de proyectos ARES B.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor.
¿Algún comentario? Sí, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una pregunta
doctor. Se muestra una zona al este de la Península de Yucatán en uno de
los mapas anteriores. Ahí. Donde viene una zona achurada.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO
MONROY SANTIAGO.- ¿Esta?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esa zona de ahí. ¿Hay algo
ahí activo de ARES?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO
MONROY SANTIAGO.- Sí, de adquisición.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JODÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es reproceso, sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón, ¿me dijeron no, sí
o no?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JODÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, es que está bien. No, es
reproceso, pero de todos modos en esa área también TGS ha estado
trabajando en la parte de adquisición inicialmente. Fue un proyecto que
desde la parte de inicio se llevó tres años ese proyecto, que es casi todo el
Golfo de México y esa parte del mar Caribe.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO.- Si me permiten para aclarar ese punto. De
hecho, la mayor parte de estos proyectos por ejemplo de adquisición ya se
terminó los trabajos de adquisición, pero hay etapas dentro de ese
proyecto que abarca también lo que sería el procesamiento de los datos
que se adquirieron y es el caso de esa zona. Ya se terminó la adquisición.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La respuesta completa es:
el proyecto sí tuvo adquisición y ahorita está en su etapa de procesado,
pero sí adquirió información.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues está muy interesante porque es una zona que nunca habíamos pensando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. En la última lámina lo que aparece en amarillo que aquí indica que es Ares Pozo, la pregunta es si hay alguna solicitud que actualmente esté procesando la información de todos los pozos. Por lo que veo son todos los pozos localizados en la República. ¿Cómo es la explicación de esto?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, estas áreas amarillas son los polígonos donde contienen pozos, algunos pozos. Esto lo está llevando la compañía TGS. Debemos recordar que son 11,000 pozos en el proyecto de 4 años más o menos y que ahorita ya se están reprocesando la información de los pozos, de los registros.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JODÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Y esto se va a llevar por etapas precisamente. 4,000 pozos me parece que son de inicio y después 1,500 pozos por año.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La zona de Chihuahua arriba, que la tienen en gris. Esa zona de ahí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ese es un reprocesamiento, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Es también reprocesamiento?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO.- Si, así es: reprocesamiento 2D de datos históricos de Pemex.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Muchas gracias. Por favor Secretaria, continuamos con la agenda."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.04.008/18

Con fundamento en el artículo 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe Trimestral de autorizaciones otorgadas para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial.

III.4 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos público y visitas de trabajo, autorizadas mediante el mecanismo de aviso previo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva se refirió a las solicitudes.

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

“SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- En desahogo de este punto del Orden del Día, me referiré a lo que se recibió.

El primero es la inauguración del Centro de Tecnología para Aguas Profundas, a la que asistió la Comisionada Alma América Porres Luna el 22 de marzo. El segundo es la Convención Nacional Petrolera 2018, Agenda 2040: Transformando a México, organizada por la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, en la que participó como ponente el Comisionado Presidente y estuvieron asistiendo los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Moreira Rodríguez



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y Gaspar Franco Hernández el día 10 de abril de 2018. El tercer punto la Expo Internacional ENERTAM 2018, en la que participa como ponente el Comisionado Presidente los días 11 y 12 de abril. Y el Taller para la Optimización de Portafolio de Producción, en el que participó como ponente la Comisionada Alma América Porres Luna el 11 de abril del 2018.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Este hay votación?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, es para comentario.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Conocimiento.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Conocimiento perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Entonces no se registra votación y Comisionada no tenemos asuntos generales registrados para el día de hoy, así que ha sido desahogado en su totalidad el Orden del Día.”

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

ACUERDO CNH.04.009/18

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

V.- Asuntos generales


En esta ocasión no hubo asuntos generales.




Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:25 horas del día 12 de abril de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuarta Sesión Ordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al final y se 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




Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva