



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA SESIÓN ORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:23 horas del día 2 de agosto del año 2018, se reunieron en el Auditorio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sito en la planta baja del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández así como el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, con el objeto de celebrar la Décima 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 220.0687/2018, de fecha 30 de julio de 2018, 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.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que con fundamento en los artículos 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 49, segundo párrafo del Reglamento Interno de la CNH, propuso al maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno, para que supla a la Secretaria Ejecutiva en su ausencia del 2 y 3 de agosto y en consecuencia funja como Secretario en esta sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



OAK TREE SAFETY

OAK

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

### **ACUERDO CNH.10.001/18**

Con fundamento en los artículos 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 49 segundo párrafo del Reglamento interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a propuesta del Comisionado Presidente, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, acordó que el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Coordinador de Asuntos del Órgano de Gobierno supla a la Secretaria Ejecutiva en su ausencia el 2 y 3 de agosto de 2018.

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

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

### **Orden del Día**

#### **I.- Aprobación del Orden del Día**

#### **II.- Asuntos para autorización**

- II.1 Documento técnico: "El sector del gas natural en México. Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional".

#### **III.- Asuntos para conocimiento**

- III.1 Segundo Informe Trimestral de Autorización de Perforación de Pozos 2018.

- III.2 Segundo Informe Trimestral de Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial 2018.

Órgano de Gobierno

Décima Sesión Ordinaria

2 de agosto de 2018



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

#### IV. Asuntos Generales

IV.1 Informe al Órgano de Gobierno para llevar a cabo la suscripción del Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado de la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.

#### II.- Asuntos para autorización

##### II.1 Documento técnico: “El sector del gas natural en México. Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional”.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-  
Comisionado doctor Moreira, adelante por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias. Pues para mí es muy agradable y muy digamos esperanzador que estemos presentando este documento que se refiere a la industria nacional de gas natural y algunas propuestas que se han elaborado en la CNH para apoyar su desarrollo. Básicamente la idea de todo esto está pues en primer lugar tenemos que considerar que el consumo de gas natural se está incrementando a nivel mundial y que ya es claro que el gas natural se está consolidando como el combustible de transición. Por otra parte, la producción nacional de gas natural ha estado disminuyendo, esto es una tendencia de los últimos años, y que México tiene una creciente dependencia de importaciones de gas natural para su uso interno. Aproximadamente el 70% del gas natural que se consume en México es ya de importación. La Comisión Nacional de Hidrocarburos ha considerado



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

OAK

relevante estudiar el tema y elaborar un análisis sobre la situación en que se encuentra la industria del gas natural en México que lleva a identificar área de oportunidad para mejorar este sector que es clave para la vida nacional.

Básicamente la fundamentación legal de por qué estamos haciendo esto, bueno, pues el artículo 22 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética nos indica que la CNH tendrá dentro de sus atribuciones realizar estudios técnicos dentro del ámbito de su competencia. Y el artículo 38 señala que, además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y en otras leyes, la CNH tendrá a su cargo prestar asesoría técnica a la Secretaría de Energía. En función de esta encomienda que nos da la ley, estamos elaborando desde hace tiempo, esta no es la primera vez, ese es el documento número 8 que se elabora y hemos estado discutiendo en el tiempo temas como la tecnología de exploración y producción en México y en el mundo, situación actual y retos, las estadísticas de rentabilidad e incertidumbre en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y el tema del futuro de la producción de petróleo en México, hablando de recuperación avanzada y mejorada.

Entonces básicamente la CNH ha tenido pues digamos siempre una actividad de estar estudiando el sector y de estar produciendo documentos de análisis, documentos que puedan servir como base a un debate nacional y que puedan servir como documentos de asesoría al Gobierno Mexicano. El documento técnico que estamos presentando ahorita tiene como propósito analizar la industria del gas natural en México con el fin de identificar acciones específicas que permitan coadyuvar a desarrollar la industria mexicana sometiendo digamos propuestas de corto, mediano y largo plazo para el desarrollo integral de la industria del gas natural en México.

Este documento se ha hecho en CNH y ha trabajado mucha gente en el interior de la CNH. Las oficinas de los Comisionados con sus asesores, la Secretaría Ejecutiva, la Unidad Técnica de Exploración, la Unidad Técnica de Extracción y especialmente también la Dirección General de Estadística y Evaluación económica. Entonces a todos ellos pues se les agradece su trabajo para este documento. Adelante.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

¿Qué andamos buscando con estas propuestas? Bueno, pues promover un diálogo nacional con las instituciones académicas, empresariales y gubernamentales sobre el desarrollo de este importante recurso energético. Las propuestas son de carácter descriptivo, no llegan al nivel detalle y además muchas de ellas requieren la acción coordinada de diferentes entidades públicas y privadas que componen la cadena de valor del sector del gas natural. Y finalmente que buscan que el sector del gas natural mexicano sea cada vez más moderno, más eficiente y más competitivo en beneficio de todos los mexicanos.

¿Qué contiene este documento? Bueno, pues tiene diferentes capítulos, tiene en realidad nueve capítulos. El primero habla del gas natural en el contexto global. El capítulo número dos habla del mercado mexicano de gas natural. El capítulo número tres de la disponibilidad nacional de gas natural, donde estamos hablando de la parte de producción, pero también de la parte de importaciones. El capítulo número cuatro es la oferta nacional de gas natural, donde estamos estudiando la producción, pero también el potencial futuro de producción de gas natural y también de algo que está muy relacionado con la industria del gas natural que son los precursores petroquímicos. A veces se nos olvida que la mayor parte de la industria petroquímica depende de la producción de gas natural a través de los precursores, a través del metano, el etano, el propano, el butano, etc. Entonces también tenemos que ver cómo se relaciona la industria del gas natural con la industria petroquímica.

Capítulo quinto habla de la demanda nacional de gas seco, ya después que se le han quitado los precursores. El capítulo seis cuáles son los escenarios prospectivos que podemos ver para el sistema energético nacional y cómo están impactando a la industria del gas natural. Hay varios escenarios, hay varios análisis que se pueden hacer, pero pues todos ellos señalan la creciente importancia del gas natural. Por otro lado, también tenemos riesgos del sector energético nacional, principalmente la parte de la excesiva dependencia de importaciones y de los entornos sociopolítico y ambiental que conlleva. Hay un banco jurídico de cómo se desarrolla el sector dentro del marco jurídico existente actualmente. Y, por último, y que es la parte final y quizá la más importante, propuestas que nos llevan a coadyuvar al desarrollo de la industria del gas natural en el sentido en que se dijo al principio. O sea, son propuestas para su análisis, propuestas



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

para su discusión, propuestas para seguir digamos profundizando. Adelante.

Es un documento técnico, está elaborado realmente por la CNH y yo me permito someterlo a la autorización de este Órgano de Gobierno para que se publique y se le dé difusión y esperemos que nos sirva para de alguna manera pues digamos poner los reflectores en este sector que tan importante es para el desarrollo de la nación. Entonces está a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado doctor Moreira. Colegas, ¿algún Comisionado quiere hacer un comentario? Colegas, ustedes el equipo técnico, asesores, ¿algún comentario? Bien, bueno, yo nada más en primer lugar felicitar al doctor Moreira por extraordinario trabajo primero en concebir y luego en dirigir la elaboración de este documento que, como bien él señala, recoge las recomendaciones y opiniones de todos los Comisionados y del equipo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Es fundamental no sólo para México sino para el mundo el desarrollo de la industria del gas natural. Es el hidrocarburo que más crecimiento, la producción a nivel mundial y el consumo de gas natural es el energético, es la fuente de energía primaria que en términos absolutos medida en poder calórico es el energético primario que mayor crecimiento va a tener en el mundo en las próximas tres décadas conforme a las propias proyecciones de la Agencia Internacional de Energía.

Es también así el energético primario que mayor crecimiento va a tener en términos absolutos en México, por las ventajas de este hidrocarburo, por su eficiencia y por ser el energético fósil más limpio. Entonces es estratégica la planeación en materia de gas natural. El documento hace una recopilación de los distintos eslabones de la cadena de valor en la producción y uso de este hidrocarburo y se señalan de manera cualitativa en un primer acercamiento propuestas que pueden ser consideradas para el fortalecimiento de esta industria en México. Entonces bueno, yo lo celebro y doctor Comisionado Moreira lo felicito por esta visión, por la iniciativa y por conducirnos, liderarnos en la elaboración de este documento técnico. ¿Algún otro comentario que quisieran hacer? Bien. Entonces maestro Gobirish le pido por favor lea la propuesta de acuerdo."



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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

### ACUERDO CNH.10.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, XXI y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Documento Técnico denominado: "El sector del gas natural en México. Algunas propuestas para el desarrollo de la industria nacional".

El documento deberá ser publicado en la página de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Después de la adopción del Acuerdo se hicieron algunos comentarios:

"COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Se registra la votación y, tomando en cuenta el sentido de cada voto, el acuerdo se adopta por unanimidad. Pasaríamos a asuntos para conocimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes de ello maestro Mireles, una pregunta. ¿Entonces este documento cuándo quedaría publicado en la página de internet de la CNH?

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Una vez que termine la revisión de estilo, que termine el diseño del libro, se podría publicar ya en la página de internet. A la brevedad sería Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. ¿Podríamos pensar que a más tardar la próxima semana?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COORDINADOR DE ASUNTOS DEL ÓRGANO DE GOBIERNO, MAESTRO  
GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Próximo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? Bueno,  
entonces apuntamos hacia la próxima semana que pueda estar publicado  
este documento. Muchas gracias. ¿Va a haber versión impresa o es  
electrónico únicamente?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, sí va a haber  
impresión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Va a haber  
versión impresa. Bueno, muy bien, entonces tendremos versión impresa. Y  
por lo pronto presumo la versión electrónica publicada próxima semana.  
Muchas gracias maestro Mireles, adelante."

### III.- Asuntos para conocimiento

#### III.1 Segundo Informe Trimestral de Autorización de Perforación de Pozos 2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del  
Comisionado Presidente, el Secretario 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:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante  
doctor Faustino Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO  
MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Presidente, muy  
buenos días todavía Comisionados. Ponemos a su consideración el  
Segundo Informe Trimestral de Autorizaciones de Perforación de este año.  
Si pasamos a la siguiente por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

La presentación consta básicamente de tres rubros. Primero vamos a ver las autorizaciones que hemos hecho este segundo semestre, este trimestre, perdón. Después vamos a ver los avisos de perforación de pozos en el trimestre y aquí en los avisos quiero no más hacerles notar Comisionados que tenemos dos tipos de avisos. Los avisos de aquellos pozos que ya estaban autorizados dentro de un pozo Tipo modelo de diseño y los avisos de aquellos pozos de desarrollo que ahora no necesitan autorización. Por último, vamos a dar unas conclusiones del trimestre y después nos vamos a enfocar en la información histórica de autorizaciones y avisos de estos pozos. Comenzamos por favor.

En cuanto a las autorizaciones, en este trimestre se autorizaron ocho. Ustedes ven ahí el pie en verde son seis pozos autorizados para Petróleos Mexicanos, en azul un pozo autorizado para el operador BHP y en amarillo para el operador Lifting un pozo. En cuanto a ubicación, estos pozos uno se ubica en aguas ultra profundas, uno en aguas someras y seis en terrestres, en el área terrestre.

Ahorita vamos a ver – en la siguiente – la ubicación de cada uno de estos. Por favor la siguiente. Aquí tenemos los ocho pozos que se han autorizado en este trimestre. En perforación están tres, el pozo Ixachi, el pozo Koban y el pozo Quesqui y por iniciar están los pozos Kaneni, Paso de Oro, Lunanco, Pankiwi y Trión. Si ven igual aquí el código de colores es igual en verde para Petróleos Mexicano, en azul para el operador BHP y en amarillo para Lifting. Seguimos por favor.

En cuanto a los recursos prospectivos asociados a los cinco pozos exploratorios que ustedes están viendo en la gráfica, estos cinco, suman un total de 280 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Cabe hacer notar que Ixachi-1001 y Quesqui-1 es el porcentaje mayor de estos 280 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Otro dato que les quisiera hacer notar es que estos tres últimos pozos son pozos con objetivo en yacimientos no convencionales ya autorizados: el Pankiwi, Kaneni y el Lunanco.

En cuanto al pozo Trión-2DEL, si recuerdan esto es producto de un farmout entre Pemex y el operador BHP. El pozo delimitador tiene como objetivo reducir la incertidumbre en el campo Trión, el cual tiene un volumen original de 946 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Es decir, este pozo y otros más que el operador está proponiendo para perforar en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

este campo reducirían la incertidumbre y validarían este volumen original. En cuanto a las reservas a reclasificar tenemos dos pozos nada más Koban-1DEL y Paso de Oro-DEL también, con la mayor parte 83 millones de barriles de petróleo crudo equivalente asociado al pozo Koban-1DEL. Adelante por favor.

Las inversiones totales programadas para estos ocho pozos son de 5,147 millones de pesos y ustedes en la gráfica ustedes están viendo en primer lugar en aguas ultra profundas es el pozo Trión-2DEL, que tiene la mayoría de inversión con 1,716 millones de pesos. Después el Koban-1DEL que ese está localizado en aguas someras y los seis pozos en áreas terrestres que suman una inversión de 2,354 millones de pesos. Cabe aclarar aquí que el pozo Koban-1 tiene dos objetivos, por lo que se planea hacer dos pruebas de producción. Por eso estamos viendo que la terminación, que es esta parte de 407 millones de pesos, impacta en este pozo. Adelante por favor.

Esta nomás es una gráfica para mostrarles a ustedes que las profundidades de los pozos ahorita exploratorios ya están yéndose a profundidades mayor a 6 km. Es decir, están investigando posibles yacimientos a estas profundidades. Por ejemplo, el Ixachi-1001 va a 7,850 metros programados, el Quesqui a 7,526 y el Koban a 6,339. Estos tres pozos son aquellos pozos que les mencionaba que tienen como objetivo yacimientos no convencionales. Por eso está ahí ilustrado la parte horizontal de estos pozos. Adelante por favor.

Pasamos a los avisos. Los avisos de perforación recibidos en este trimestre fueron 41, están aquí discretizados. En aquellos pozos comprendidos en autorizaciones de un modelo de diseño o pozos Tipo, son 23 pozos. Aquellos pozos que no requieren autorización que les decía que son aquellos pozos de desarrollo que actualmente ya no requieren autorización, solamente avisos, son 11 que se autorizaron, que se recibieron, perdón, y 7 reentradas en pozos existentes. De estos pozos, están por iniciar dos, en perforación 29 y en terminación 10 de ellos. Adelante por favor.

Entonces como conclusión para este trimestre nada más vemos que se autorizaron seis pozos para Pemex Exploración y Producción, un pozo de la Ronda 1.3 a Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. y un pozo farmout con Pemex de BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. La clasificación de los pozos es en aguas ultra



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

profundas el pozo Trión-DEL, en aguas someras uno y en terrestres seis. Los volúmenes asociados en general para los recursos prospectivos son 280 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la reserva a reclasificar de 83. Los avisos de perforación recibidos en este trimestre son 40 de Petróleos Mexicanos y uno del operador Secadero, que es el operador de la Ronda 1.3 Paso de Oro. Adelante por favor.

Con esto quiero mostrarles ahora la información histórica de las autorizaciones y avisos de este 2018 en cuanto a asignaciones que actualmente tiene Petróleos Mexicanos y los pozos que están autorizados en el periodo adicional de exploración ahora de estas asignaciones. Después vamos a ver el seguimiento en las autorizaciones de pozos de desarrollo, la comparativa de inversión y producción de estos pozos de desarrollo. Entonces si pasamos a la siguiente por favor.

Este no más es un mapa de las asignaciones y pozos autorizados del periodo adicional de exploración. Entonces son 140 pozos programados en el periodo adicional. Para 2018 incluyen 61 pozos y para el 2019, 79. El avance hasta junio de 2018, hasta el 30 de junio, es que se han autorizado 32 pozos. Es decir, de estos 61 prácticamente el 50% ya están autorizados. Estos 32 pozos por iniciar están son 8, en perforación 12 y terminados 12. En cuanto a estos pozos terminados quiero comentarles que la estadística, los resultados de estos 12 pozos indican que solamente un pozo ha sido productor, dos productores no comerciales, tres de ellos han estado con accidente mecánico y los demás, los otros seis son improductivos ya sean invadidos o resultado seco. Adelante por favor.

En cuanto al seguimiento a las autorizaciones a pozos de desarrollo tenemos que son 222 pozos de desarrollo y están discretizados de esta manera. Los pozos individuales, es decir aquellos que vienen solamente un pozo para autorizar, son 37. Los modelos de diseño son 25 y amparados por estos 25 modelos de diseño tenemos 160 pozos. Entonces la estadística en términos genéricos es se han terminado 68, en perforación 33, en terminación están 31, por iniciar 8 y caducados 9. De estos terminados, de los 68, adelante por favor, quiero mostrarles las inversiones y la producción que han obtenido.

La gráfica que vemos arriba es la producción diaria esperada versus la obtenida. La esperada está en lo que son los colores grises y en azul la obtenida. Tenemos que en total de estos 68 pozos se esperaba una



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

producción de 127,811 barriles por día y ahora la verdadera, la real, es de 109,606. En cuanto a la inversión programada versus la real, que es la gráfica de abajo, tenemos igual los colores grises son las inversiones programadas y las azules son las reales. Tenemos que la inversión programada era 16,333 millones de pesos y la real es de 15,398. Seguimos por favor.

Entonces esto es un resumen ejecutivo de las autorizaciones por un lado que hicimos durante este trimestre y por otro el seguimiento que hemos dado a los pozos que se han autorizado. Eso es todo lo que traemos en este informe.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si doctor, en esa gráfica que están mostrando ahorita. ¿Sabemos las razones por las cuales la producción y las inversiones no se cumplieron?, sobre todo cuando teníamos algún esperado de producción alto y no se dio. ¿Qué situación es? Digo, es normal en muchos de los yacimientos. Y también, ¿por qué se gastó más en donde se esperaba gastar menos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, esa es una pregunta muy interesante Comisionado. Efectivamente sabemos que puede ser diferentes circunstancias, diferentes características de los yacimientos. Pero principalmente me voy a enfocar al pozo Xanab-24, que es uno de los que sobresalen, en el cual se tenía una producción esperada de prácticamente 9,000 barriles y se obtuvo 1,000. Por ejemplo, esta es una discrepancia bastante grande, entonces la razón aquí básicamente de Xanab es que el campo está compartimentalizado, se fueron a un bloque aledaño donde las facies y las propiedades petrofísicas cambiaron. Entonces básicamente esa es la razón en la cual no obtuvieron la productividad esperada. Están cayendo en unas facies donde las propiedades son mucho, muy bajas, ¿no?

Por ejemplo, el Terra, el Ayatsil. ¿Cuál? El Ayatsil-152, que es más o menos lo que tiene ahí es la mitad de lo esperado. Ahorita le comento sobre ese pozo. Quisiera ver el Terra, que es uno de los más discrepantes también, el Terra-8DEL. Si ven por favor ahí en el Terra arriba, por favor. En la gráfica de arriba. Ahí estamos. EL Terra-8, que es a la izquierda, sí.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahí está.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ahí, permítame. No sé si ven el Terra-8.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí ahí está.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- OK. El Terra-8DES también tenemos, ahí tuvimos que la columna esperada de hidrocarburos era mucho mayor a la real, esto porque cayó en un bajo estructural ese Terra. Entonces pues el contacto agua-aceite estaba mucho más arriba. Entonces básicamente fue por la columna esperada. Y el Ayatsil. Entonces si gusta ahorita le comentamos sobre Ayatsil.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De hecho yo lo que sugeriría es que en este informe se pusieran algunas explicaciones para no andar corriendo a la mera hora sobre las principales variaciones. Digo, es lógico la geología, el comportamiento de producción puede hacer que las gotas que se estiman en un pronóstico cambien ya después en la realidad para bien o para mal. Pero sí me gustaría que en el informe estuviera un poquito incluido esos comentarios.

¿Por qué es importante ver si cumplen o no con la producción esperada? Cuando hacen el pronóstico de producción inicial tienen cierta información, perforan, viene otra realidad y esa información se actualiza y tiene que haber una proyección pues ajustada. Lo que estamos viendo aquí de empezar a dar seguimiento a algunas cosas es para no tener sorpresas después. Por ejemplo, Xanab. Si está en otra parte del yacimiento, que a lo mejor está considerada como reservas y de repente no se da la producción que queríamos de 9,000 y baja a 1,000, puede ser que tenga un impacto después en la recuperación de hidrocarburos de todo ese campo y que a lo mejor tengamos que empezar a hacer acciones que permitan manejar o administrar de manera diferente ese campo.

Igual Ayatsil. Si se dicen 3,000 barriles o se dicen 6,000 barriles programados y da 3,000, empezar a ver qué pasó para empezar a analizar los demás. O esos de Terra también, ¿no? Si no están cumpliendo con la cuota pues se tienen que ajustar los modelos para determinar con un poco más de precisión el pronóstico de producción de esos pozos. Entonces esos comentarios de decir, "oye, cuidado con Xanab, cuidado con Ayatsil,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cuidado con Terra y con cualquier otro”, tienen que alertar a nuestras áreas de reservas, a nuestras áreas de planes de extracción para que vayan vigilando qué es lo que está pasando en esos yacimientos y que no sea sorpresa cuando vengan a una modificación o vengan a una actualización de los datos de reservas.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, claro. Qué bueno que hace ese comentario Comisionado. Aquí la recomendación es primero actualizar los modelos geológicos. Es decir, el modelo estático y el modelo dinámico. Y revisar los volúmenes, porque ya con esto se les está reduciendo, pudiera reducirse, se está reduciendo las propiedades a unas propiedades petrofísicas de menor calidad. Entonces pudiera ser el contacto agua-aceite también ver si efectivamente estos bloques que están compartamentalizados, etc. Pero sí, precisamente para llevar a cabo un seguimiento más adecuado nosotros estamos recibiendo informes trimestrales de avance. Sin embargo, ahorita estamos pensando en pedir semanalmente el avance cuando menos para poder llevar a cabo este seguimiento. Y sí, lo hacemos para el próximo trimestre Comisionado

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, todo eso y también en inversiones, ¿no? ¿Por qué ese costó más, se atrasó el pozo, se complicó geológicamente, fue mal tiempo, se interrumpieron operaciones?. Un poquito dar un poco más de luz de esos informes. O sea, ¿realmente para qué hacemos esos informes? Nos tienen que dar datos para tomar decisiones. Entonces sí sería un poquito más transparente, más claro, si nos dieran un poco de detalles.

Y otra pregunta. En los últimos meses hemos ido aprobando Planes de Exploración, Planes de Exploración que abarcan periodo de dos años, ¿no? Sobre todo, en asignaciones petroleras. Y en esos dos años tenemos un programa de perforación de pozos que podemos contar sacando los números de esos planes. En el tema de exploración, ¿cuántos pozos de acuerdo a los planes se tienen programados para 2018 y 2019? Y de lo que ahorita ustedes han venido aprobando de esos planes, ¿cuántos pozos han sido? Para más o menos darnos cuenta o una tendencia si vamos a cumplir con el plan de perforación de pozos exploratorios de este año. ¿Cómo están esos números?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si ponen la gráfica donde viene el mapa, es la 14 o 15. Esta. Decíamos que son para el periodo adicional hasta el cierre de este trimestre, ¿verdad? Para el 2018 se tiene 61 pozos programados y para el 2019 79. Ese es el avance hasta junio.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, avance. ¿Eso es programado o es avance?

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Programado 61 pozos de exploración y 79 en 2019 de exploración.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De exploración. Son 140, ¿no? De estos el avance es que de estos 61, son 32 pozos ya están autorizados. Esto es decir el 50% aproximadamente. Y ahorita donde se tiene actividad son en 22 asignaciones. ¿Eso qué queremos decir? Actividad perforación. O sea, obviamente en todas las asignaciones hay actividad, pero en 22 tienen ya actividad perforando o bien ya a punto de iniciar la perforación y eso es lo que mostramos. Entonces por iniciar, de esos 32 por iniciar están 8, en perforación están 2 y ya se terminaron 12.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahora, son 61 en 2018 que tendríamos que terminar de perforar de exploración y sólo hemos recibido aquí en la CNH 32 que hemos aprobado. Nos falta que nos manden el paquete de casi el 50% de pozos que quieren de exploración para perforar este año.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso es no tenemos ningún atorado. Está en manos del operador, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Así es, pero ya hemos recibido ahorita, está en proceso algunos pozos y sí esperamos que lleguen las solicitudes de estos pozos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, porque es terminados, ¿no? Y el promedio de perforación, el tiempo para explorar un pozo exploratorio, ¿qué es? ¿Tres meses?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Lo harían, por ejemplo, si es en tierra es rápido, pero hay otros pozos que se llevan mucho más tiempo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. Que ya nos manden su solicitud de permiso, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Efectivamente esa sería la recomendación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Me gustaría regresar a la gráfica del pronóstico de producción para pozos de desarrollo. Los comentarios son muy diferentes si hablamos de pozos exploratorios, pero aquí tenemos pozos de desarrollo, lo que significa que el yacimiento lo conocemos en cierto grado. El pronóstico de producción esperada depende de las características del sistema roca-fluidos. Pero no solamente de eso, también depende de cómo fue la operación de perforación, porque en algunas ocasiones se generan daños a la formación que no nos dan la posibilidad de tener la máxima producción. Generalmente nunca tenemos 100% de acierto y lo podemos ver en la gráfica en la parte de arriba, pues las líneas azules casi nunca son iguales que las cafés, solamente en algunas circunstancias muy especiales. Y esto es porque no tenemos la certidumbre de las características ni de permeabilidad, porosidad, viscosidad, densidad, espesor, etc., etc. Viscosidad, ¿no? Que es uno de los factores muy importantes.

Aquí lo que vemos es que de lo que traían pronosticado, de los 127,811 barriles, alcanzan solamente el 85.75%. Y creo que es importante hacer una diferenciación entre lo que es la productividad y la producción. La productividad es una medida de qué tan fácil o qué tanta facilidad hay de flujo en el yacimiento. Y generalmente se define como un gasto por caída





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

de presión y es diferente a manejar el gasto. Entonces bueno, el gasto también depende de algo muy importante que es el estrangulador con el cual se fluye al pozo. También depende de la cantidad de agua que puede empezar a fluir o de la relación gas-aceite. Entonces uno tiene que cambiar los estranguladores. Aunque el pozo tenga productividad, a veces hay que restringirle esa productividad para tener un menor gasto.

Entonces bueno, lo que vimos hace rato con el Comisionado Gaspar Franco son casos en los cuales tenemos menor gasto del que se había pronosticado. Pero también hay ahí algunos casos excepcionales en donde por ejemplo el Ku-36DES, en donde se pensaba, se había pronosticado una producción de 3,000 que casi llega a 6,000. ¿Sí? Entonces bueno, hay que tener mucho en consideración que la producción de los pozos sí depende de la productividad, pero también depende de la explotación adecuada de los mismos. Con explotaciones altas puede ser que tengamos conificaciones tanto de gas o como de agua o en algunos otros casos, que no hay ninguno de esos aquí, problemas con arrendamientos, flujos de alta velocidad, erosión, etc., etc.

Entonces bueno, creo que es bien importante no solamente llevar ese seguimiento de por qué hubo diferencias sino algo para nosotros muy importante en la parte de planes es validar que estas producciones que están teniendo estos pozos sean las adecuadas para tener una explotación óptima del yacimiento. Ese es el comentario.

Ahora, en la parte de abajo se ve que la inversión pues fue menor que la programada. Eso quiere decir que hubo ahorros. Pero igual, pues a primera vista que bueno que se ahorraron casi 6%, pero habrá que ver qué fue lo que sucedió, por qué esos ahorros y si esos ahorros al final no afectaron la productividad de los pozos. Y me estoy refiriendo específicamente a la terminación, los daños, etc., etc. Claro, estoy pidiendo muchísimas cosas, no es el que lo tenemos que ver aquí, pero dije todo esto porque la gente que nos escucha debe saber que ustedes lo hacen. Aunque no vengan y lo presentan aquí, todo lo que acabo de decir es algo que ustedes analizan y es algo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos está muy atenta.

El siguiente punto que quiero tratar es la exploración al parecer la estrategia está dirigida a yacimientos no convencionales. Hay tres pozos en la parte exploratoria que van a yacimientos no convencionales, pero son yacimientos convencionales muy profundos de 4,000 metros. ¿Verdad?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Bueno, estaba una grafiquita por ahí, a ver la vemos. Ahí en la gráfica, ahí está, miren. Bueno, sí es cierto. Son 4,257 metros desarrollados, pero están abajo de 2,000 metros, ¿no? Hay uno que casi llega a 3,500 metros. Esta estrategia exploratoria hacia yacimientos no convencionales se va a ver igual, esto es para el primer semestre. ¿Se ve igualmente reflejada para el segundo semestre o el segundo semestre ya trae pozos que son más de tipo convencional?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En este caso, en este trimestre fue especial que son tres pozos, pero no es estrategia en general. La estrategia la vemos en el mapa por favor, la podemos deducir del mapa. Si le pasas por favor adelante, adelante. Ahí, por ejemplo. De estos en general, estos pozos autorizados vemos que es en aguas someras y áreas terrestres y en esta parte. En esta parte aguas someras y terrestres, bueno, no funciona esto. Y arriba, verdad, también en Cinturón Plegado Perdido.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi último punto es también referente a una última observación del Comisionado Franco. Hemos optimizado todo el proceso de autorización y de ninguna forma estamos obstaculizando el que los pozos puedan perforarse en los tiempos adecuados. Lo que esperaríamos es que pues muy pronto Petróleos Mexicanos nos mande la diferencia de los pozos que tiene programados para que le podamos dar celeridad y no haya ninguna dificultad relacionada con tiempos regulatorios. Y bueno, nosotros lo tenemos bien claro que eso es así, pero quería enfatizarlo nuevamente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Esto es una etapa en la cual estamos efectivamente ya optimizando estas autorizaciones con bastante tiempo para que ellos puedan hacer toda la parte operativa sin ningún problema.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario? Maestro Mireles, por favor."



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **ACUERDO CNH.10.003/18**

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.2 Segundo Informe Trimestral de Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial 2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muy buenas tardes. Bueno, este es el informe trimestral ahora de las autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial, ¿verdad? Adelante por favor. Vemos cuatro puntos en la agenda. Es un resumen primero, el padrón de compañías inscritas los ARES-A y los proyecto autorizados ARES-B y por último seguimiento a las autorizaciones que hemos realizado hasta ahora. Seguimos por favor.

En cuanto al padrón de compañías ARES, se han inscrito en este trimestre tres compañías con un acumulado total de 71 y en los proyectos ARES-B



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

son cuatro durante este trimestre y acumulados 65. Esto es importante, en este caso es importante resaltar que los proyectos básicamente que nosotros estamos viendo, y lo vamos a ver más adelante en la presentación, son proyectos que ya están cambiando también a la modalidad de ARES Pozo que llamamos. ¿No? Entonces vamos a verlo más adelante esto, adelante por favor.

Si observan ustedes el histograma, esto es un acumulado nada más para mostrar que en este trimestre se autorizaron tres inscripciones de las compañías. Habíamos, en el primer trimestre habíamos autorizado cuatro. Y estas tres compañías que están escritas ya ahora en el ARES-A ya pueden solicitar ellos sus proyectos para hacer/desarrollar proyectos ARES. Aquí nada más es Earth Signal es una compañía que se dedica a procesamiento de datos sísmicos con una nacionalidad canadiense. Seisglobe, que es una compañía que se especializa en procesamiento e interpretación AVO aquí de México. Y Sharewater que es adquisición marina y procesamiento sísmico con una nacionalidad noruega. Entonces el acumulado son 71, estas tres nuevas compañías, entonces vamos a tener 71 compañías ya que pueden hacer proyectos ARES en México. Adelante por favor.

En cuanto a los proyectos de autorización vemos que en este trimestre autorizamos cuatro proyectos ARES-B. Vemos que los dos primeros los comentaba yo Stratascan y CGG de México son la modalidad de Ares Pozo. El primero Stratascan es un estudio de muestras físicas de pozo con 7 pozos contemplados en el proyecto. CGG es un estudio de registros de pozos con 119. Ahorita vamos a ver un poco más de detalle de estos proyectos autorizados. Y Dowell Schlumberger es un reprocesamiento de datos sísmicos 3D principalmente terrestres. Vamos a ver que es bastante. La envolvente son de 110 km<sup>2</sup>, es decir, es un área bastante grande que abarca. Y TGS Investment es una adquisición sísmica marina. Se está reactivando la adquisición sísmica cuando menos con este proyecto de 41,500 km<sup>2</sup>. Adelante por favor.

Este es el detalle del primero, del primer proyecto de Stratascan, en el cual es un análisis de muestras de pozo, muestras físicas, tanto en núcleos como en muestras de canal. El objetivo es un estudio bioestratigráfico, es decir, van a estudiar la fauna de estas muestras y se contemplan 7 pozos en esta área que es un área de Cinturón Plegado Perdido. Bueno, la duración es de cinco meses. Adelante por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Ese es el proyecto de CGG México. Es un proyecto que está programado, igual es la modalidad Ares Pozo y vemos que está abarcando básicamente pozos en las provincias de Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuencas del Sureste. Son 119 pozos en el cual van a hacer estudios de registros desde su edición de los registros hasta su interpretación y modelado petrofísico. Entonces son 119 pozos que la duración que tienen planeado esta compañía es de 24 meses. Adelante por favor.

Este es un proyecto para Dowell Schlumberger, este es en tierra. Es un reprocesamiento de datos sísmicos. Veán la cantidad de cubos sísmicos que pretende reprocesar, son 78 cubos, todo lo que ustedes, lo que ven aquí, todo esto en la parte sureste, la parte de Veracruz. Cada uno de estos cuadritos más oscuros son cubos sísmicos. Entonces tenemos que el estudio, tamaño del estudio (envolvente), son más de 110,000 km<sup>2</sup>. La duración es una duración de 36 meses. Es un buen reto que esta compañía se está poniendo y es un reprocesado de sísmica 3D toda en las provincias Tampico Misantla, que es esta área, Veracruz y las Cuencas del Sureste. Lo que pretenden es sacar por cada una de estas áreas un sólo cubo donde integren todos estos, los demás. Adelante por favor.

El proyecto de TGS es un proyecto de adquisición en aguas profundas. Es un cubo sísmico 3D NAZ. Tiene una superficie que va a abarcar aproximadamente de 41,500 km<sup>2</sup> y el tiempo son de 29 meses. Esto es en Salina del Istmo, en Golfo Profundo. Adelante.

Ahora vamos a pasar, estos fueron los cuatro proyectos autorizados y ahora vamos a pasar al seguimiento a las autorizaciones que se han realizado. Adelante. Primero quiero platicarles cómo damos seguimiento a estos proyectos. Si ven, son 141 proyectos ya ARES. Entonces hemos diseñado al interior del equipo de ARES un sistema. Este sistema está siendo desarrollado con personal nuestro nada más y lo que se pretende en este sistema que ya lo estamos haciendo es que todo esté en el sistema, es decir, todos los proyectos. El seguimiento se pueda dar por los proyectos y se puedan ver fácilmente los avances o retrasos en cada uno o los cambios de programa. De hecho, ustedes una vez que esté este sistema terminado van a tener posibilidad de tener acceso directamente y es bastante, bastante sencillo de manejar este sistema y se pueden sacar estadísticas, gráficas, etc.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces estos proyectos de 141 tenemos 65 de este conjunto autorizados para compañías de servicios. Para asignatarios, es decir para Petróleos Mexicanos, se tuvieron avisos de proyectos, de empezar los proyectos 48 y para los contratistas fueron 28. Adelante por favor.

Este es el estado de autorizaciones otorgadas estas 65, es decir, cómo están estas autorizaciones. Primero, de estas 65 se han terminado 18, en desarrollo está una gran parte que son 22, por iniciar 3. Y esta nueva información, toda esta nueva información obviamente va a incrementar el conocimiento del subsuelo para la evaluación del potencial, la evaluación de prospectos, etc. Entonces de estas 18 terminadas tenemos que hay sísmica 2D adquirida por más de 321,000 km, sísmica reprocesada 2D de más de 17,000 km. Y la sísmica 3D adquirida con los proyectos ya terminados, decir terminados quiere decir que ya nos dieron los entregables de 2,326 km<sup>2</sup> y un poco más de 85,000 km<sup>2</sup> de sísmica 3D reprocesada. Adelante por favor.

En cuanto a los seguimientos de avisos de inicio se han recibido 48. Estos son por asignatarios. En cuanto al desarrollo, en desarrollo están 21, terminados son 26 proyectos que se han terminado y por iniciar uno. La lista que ustedes ven aquí de Petróleos Mexicanos como asignatario son las fechas de aviso y las fechas en la cual recibimos. En este trimestre son cinco de ellas. Adelante por favor.

Para los contratistas son 28 avisos de inicio, en los cuales en desarrollo se encuentran 12, terminados 15, la mayor parte ya, y por iniciar uno solo. Y la lista también la ven ustedes al lado izquierdo, son 10 en total estos avisos en el trimestre. Adelante por favor.

Por último, para dar seguimiento también les decía a estos ARES no nada más se les da al proyecto en sí, sino cuando hay una adquisición y esta es la última adquisición que se hizo en enero a abril de 2018, esta última, pues utilizamos el sistema de seguimiento por barco del movimiento de todos los barcos que están adquiriendo sísmica en tiempo real. Entonces es el sistema que tenemos. Entonces ahorita hay sin actividad marina. Sin actividad marina tenemos desde el 9 de abril, sin embargo, les decía que ya hay un nuevo proyecto que ya se va a iniciar y tenemos por ahí un video que tarda 36 segundos para no más presentarles lo último. A ver si dale al video por favor del último levantamiento que se obtuvo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Le recordamos que este seguimiento a autorizaciones ARES con este sistema nos puede dar no nomás la localización y las rutas que siguen cada barco, sino además todas las características. Por ejemplo, en este están trabajando cuatro barcos, los vemos moviéndose muy rápido aquí a tiempo supersónico, pero este es la última adquisición que se obtuvo. Es un 3D OVC para Petróleos Mexicanos. Ahí ven los cuatro barcos moviéndose y ahí termina. Nuevamente, sí. Ah, ok, nuevamente podemos ponerlo, sí, para que se vean. Este terminó el día, de enero a abril de 2018 la adquisición. Esperemos que ahora el próximo proyecto de adquisición sísmica que les mostré pues ya empiecen a trabajar en ella.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son cuestiones operativas, no tienen que ver nada con...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Son cuestiones de movimiento de los barcos que vemos, pero sí, a veces se dan bastante.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO MARCO ANTONIO ISLAS CARRIÓN.- Básicamente por cuestión de clima. Cuando se les predice el clima, entonces salen los barcos y luego regresar a continuar con la operación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Eso es todo lo que traemos Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Faustino Monroy, jefe de la Unidad de Exploración. Colegas Comisionados, Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo comentar o recordar Presidente, colegas, que en términos de la regulación de estas actividades de reconocimiento y exploración superficial cuando una empresa tiene ya su registro ante la Comisión que conocemos como ARES-A, luego puede pedir un proyecto en específico conocido como ARES-B, pero pueden las empresas pedir ARES-B para una misma área geográfica. Por eso el Golfo de México lo hemos dicho en algunas presentaciones, he dicho antes, pasó muy rápido a tener una cobertura del 100% del Golfo. ¿No? Y sigue habiendo ARES-B, cosa que yo creo que es muy buena noticia, y sólo destacar esta particularidad de la regulación. El hecho de que una empresa



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pid a determinado polígono para llevar ahí un estudio específico no impide que otra pueda pedir el mismo polígono o parte de ese mismo polígono para llevar a cabo un estudio igual o similar al que lleva a cabo la primera de las empresas. Y eso explica pues que siga habiendo solicitudes de ARES-B y eso explica que pues el Golfo de México tenga la cobertura que hoy tiene en estas actividades de sísmica, ¿no? Nada más era un comentario Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Pimentel. ¿Alguna otra observación? Maestro Mireles, por favor."

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

#### **ACUERDO CNH.10.004/18**

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.

#### **IV. Asuntos Generales**

##### **IV.1 Informe al Órgano de Gobierno para llevar a cabo la suscripción del Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos derivado de la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad de Contratación de Actividades de Exploración y de Extracción.

Órgano de Gobierno

Décima Sesión Ordinaria

2 de agosto de 2018





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado Martín Álvarez Magaña, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionados, muy buenas tardes. Con relación a la suscripción del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida derivado de la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano, relacionada con un Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP), de conformidad con lo previsto en el transitorio vigésimo octavo de la Ley de Hidrocarburos y transitorio sexto y séptimo de su reglamento, hago de su conocimiento lo siguiente.

El pasado 9 de mayo del 2018 la Secretaría de Energía hizo llegar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la solicitud para formalizar el contrato derivado de la migración aprobada por la Secretaría de Energía. Derivado de ello, la Dirección General de Licitaciones requirió a Pemex Exploración y Producción y a su contratista integrado por DS Servicios Petroleros y D&S Petróleo la información necesaria para la suscripción del contrato. Entre la información presentada para la suscripción del contrato, Pemex Exploración y Producción presentó un escrito en el que indica que su contratista DS Servicios Petroleros y D&S Petróleo al día de hoy se encuentran en cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato Integral de Exploración y Producción.

También informo a ustedes que previo a la suscripción del contrato el contratista deberá entregar las garantías corporativas, tres garantías corporativas: una de PEP, una de DS Servicios Petroleros y una correspondiente a D&S Petróleo, que en su conjunto representen una garantía de 500 millones de dólares. De igual forma, deberán presentar la garantía de cumplimiento que ampare un monto de 31.7 millones de dólares. De igual forma, deberán presentar las constancias que acrediten el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo vigésimo octavo, es decir, la constancia que acredite que dieron por terminado anticipadamente el Contrato Integral de Exploración y Producción, así como la información que se requiere para su registro en el Fondo Mexicano del Petróleo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

OAK-TREE

Ahora bien, derivado de ello hago de su conocimiento que el contrato a suscribirse es un Contrato de Producción Compartida con una vigencia de 30 años con dos prórrogas de 5 años cada una, donde el contratista será Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros y D&S Petroleum, donde Pemex Exploración y Producción tiene una participación del 45%, DS Servicios Petroleros del 54.99% y D&S Petroleum del 0.01%. El operador en este contrato será DS Servicios Petroleros, lo cual fue aprobado por la Secretaría de Energía en términos de los lineamientos que regularon las etapas del procedimiento de migración. A partir de la firma, la fecha efectiva del contrato, el contratista a través del operador deberá ejecutar el Programa Provisional aprobado por este Órgano de Gobierno el pasado 26 de julio.

Es importante mencionar que la migración de la asignación fue aprobada por los consejos de administración de Pemex Exploración y Producción y de Petróleos Mexicanos. De igual forma informo a este Órgano de Gobierno de esta Comisión que, independientemente de que Pemex Exploración y Producción es parte del contratista, se designe a este como empresa productiva de Estado para llevar a cabo las actividades en el periodo de transición del contrato. De igual forma, informo a este Órgano de Gobierno que con la suscripción del contrato implicará la Declaratoria de Utilidad Pública en términos de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados. Finalmente hago de su conocimiento que la suscripción del contrato se tiene prevista llevarse a cabo el día de mañana 3 de agosto, fecha que se encuentra dentro del plazo determinado para la firma de este contrato. Esto sería todo que hago de su conocimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado Martín Álvarez Magaña. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? No hay comentarios. Maestro Mireles, adelante.”

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

Órgano de Gobierno

Décima Sesión Ordinaria

2 de agosto de 2018



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

### ACUERDO CNH.10.005/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad:

Primero.- Tomó conocimiento de que se suscribirá el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, derivado de la migración de la Asignación AE-0391-M-Ébano.

Segundo.- Propuso a la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo las actividades correspondientes a la Etapa de Transición de Arranque, de conformidad con lo establecido en la cláusula 3.3, último párrafo del Contrato a suscribirse.

Tercero.- Determinó que la suscripción del contrato implicará la declaratoria de utilidad pública, en términos de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:25 horas del día 2 de agosto de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Sesión Ordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

Décima Sesión Ordinaria

2 de agosto de 2018



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

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

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya  
Secretario designado para esta sesión

OAK-TREE



SAFETY

OAK