



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### QUINGUAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:50 horas del día 29 de septiembre del año 2016, 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, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva, Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2016 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 220.2093/2016, de fecha 28 de septiembre 2016, 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva 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, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Asistencia técnica a la Secretaría de Energía para la adición o modificación del Plan Quinquenal.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por la empresa EICS de México, S. de R.L. de C.V., con número ARES-CMS-MX-16-1X6/2005, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial, en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Guaricho-401.

### II.- Asuntos para autorización

#### II.1 Asistencia técnica a la Secretaría de Energía para la adición o modificación del Plan Quinquenal.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, y en relación a su ponencia, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Christian Uriel Moya García, Director General de Evaluación del Potencial Petrolero.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

"DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Vamos a ver rápidamente en que consiste la asistencia técnica que nos solicita la Secretaría de Energía en términos de modificaciones y adecuaciones que realiza al plan quinquenal y la solicitud que nos hace de la adecuación que consideremos bajo ciertos criterios, para este cambio que se realiza en este plan quinquenal. Entonces vamos a pasar a la que sigue por favor.

Entonces, la política energética que dicta estas modificaciones que se realizan al plan quinquenal, primero es aumentar la producción de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo, salvo incluir ya campos descubiertos en los bloques de exploración y extracción.

Incrementar la tasa de restitución de reservas tanto por los descubrimientos como por reclasificación nuevamente al incluir estos campos en clústeres de exploración y extracción, maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos al incluir también campos maduros en posición del Estado y obtener condiciones que permitan tanto una suplencia de las necesidades del mercado y que promuevan un mejor aprovechamiento de los recursos. Por favor, la que sigue.

Dentro de la propuesta que nos envía la Secretaría de Energía nos solicita que la Comisión realice las adecuaciones pertinentes de acuerdo con las siguientes premisas: La primera es...

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón Director General. Una aclaración porque me parece... algo que no me queda claro es (que) lo que usted nos está presentando es el análisis y exponiendo la asistencia técnica que se le está dando a la Secretaría de Energía para aquellos en su caso modifiquen o no el plan quinquenal.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más para aclarar a la mesa y para quienes nos ven por internet. La modificación del plan



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

quinquenal en su caso lo va a resolver la Secretaría de Energía. Nosotros hicimos un análisis técnico para apoyar esa posible modificación/actualización al plan quinquenal.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. La Secretaría de Energía con base en ciertos criterios ya ella realiza algunas modificaciones. Se entrega una propuesta de estas modificaciones para que nosotros, para que nuestra asistencia técnica, consista en que le demos comentarios sobre estas adecuaciones y de nuestra opinión técnica.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias Director. Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Entonces, la propuesta que nos envía la Secretaría de Energía consiste, y como ya lo repetí anteriormente en ciertos criterios que ellos consideran pertinentes y nos pide que nuestra asistencia esté guiada por las siguientes premisas.

La primera es que se formen áreas de exploración y extracción que integren recursos prospectivos y volumen original remanente en estos nuevos clústeres de exploración y producción, áreas que den prioridad a columnas geológicas completas, que el diseño de las licitaciones tiene que ser categorizadas en cuatro rubros que vamos a puntualizar más adelante, que las áreas de licitación de recursos no convencionales estén en función de las áreas más prospectivas que se conocen con la información actual y que se programe una distribución de áreas con base en un balance entre recursos y superficies a licitar en Rondas subsecuentes.

Por supuesto evitar dentro de esa propuesta incluir localidades urbanas, áreas naturalmente protegidas, zonas de humedales, manglares, es decir sitios Ramsar, sitios arqueológicos, monumentos y áreas de arrecife.

Y algo muy importante que nos solicita la Secretaría de Energía en su solicitud de asistencia técnica es que las adecuaciones que proponga la Comisión para esta propuesta consideren nuestras capacidades



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

institucionales para ejecutar la licitación de las áreas programadas. Todos estos criterios se consideraron en cuenta para pronunciarnos sobre la asistencia técnica. La que sigue por favor.

Esta es la estrategia planteada que nos propone la Secretaría de Energía. Considerando las áreas que ya fueron licitadas anteriormente y las licitaciones que aun están en curso, a partir de la Ronda Tres y Ronda Cuatro se agrupan las convocatorias en categorías de aguas someras, de zonas terrestres, de áreas terrestres no convencionales y de aguas profundas. Lo mismo para la Ronda Cuatro. Y en estas categorías incluyan clústeres de exploración y extracción como se ha venido dando la estrategia desde la Ronda 2.1 de aguas someras anunciada recientemente. La que sigue por favor.

Las principales modificaciones que realiza la Secretaría de Energía para actualizar el plan quinquenal es que se adopta un enfoque que privilegia estas áreas que incorporan campos de extracción.

La segunda es que se privilegia la licitación de áreas ya en clúster y no por separado, es decir, que existan ya no campos y áreas exploratorias en convocatorias diferentes, sino que ya se adopte la estrategia de licitar columnas completas.

Se incorporan las nominaciones de la industria, proceso que es atribución de la Secretaría de Energía y que hace que sufran algunas modificaciones de acuerdo al interés que manifiestan ante la SENER sobre algunas áreas contractuales.

Se eliminan las áreas de salvaguarda y algo también importante es que se actualizan las los recursos a las últimas cifras, al primero de enero de 2016. La que sigue por favor.

Entonces, además de las premisas que nos dicta SENER que nosotros consideremos dentro de esta asistencia técnica, la CNH consideró varios criterios que consideramos pertinentes para proponer algunas adecuaciones ante la Secretaría sobre el plan quinquenal.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Primero es que las áreas como ya tenemos experiencia de la Ronda Uno que pongamos tamaños promedio de áreas y un número que sea más o menos equilibrado con las superficies y el número de bloques que se han licitado con anterioridad; que las superficies totales sean más o menos similares y estén balanceadas por cada Ronda dentro de cada categoría; aplicar criterios técnicos con la información que tenemos disponible de cubrir en la medida de lo posible estructuras geológicas completas.

Que se tenga un balance, no solamente en el recurso prospectivo sino también con el volumen remanente de los campos descubiertos que se incluyan dentro de cada ronda de licitación; que exista un balance entre superficie, tipo de hidrocarburo y riesgo de las áreas inherentes en cada ronda.

Que se tenga una cantidad y calidad de información disponible para que los potenciales operadores puedan evaluar también el potencial de estas áreas; que se dé prioridad a estas áreas integrales que ya contienen un volumen remanente; y nuevamente que se considere la capacidad de ejecución de CNH en términos del número de áreas contractuales por convocatoria con base en la experiencia de la Ronda Una y lo que hasta ahorita se tiene en licitaciones en Ronda Dos.

Para aguas profundas esta son las adecuaciones que propone la Comisión.

En las gráficas azules se puede observar más o menos la distribución de la superficie que se pone en esta adecuación al plan quinquenal en donde se propone una adecuación que para cada una de las Rondas, considerando las provincias petroleras en aguas profundas, se tenga un balance en el número de superficie a licitar con miras a cumplir en la medida de lo posible un mayor alto grado de precisión, el orden y el tiempo que se tiene considerado en este plan quinquenal.

Las barras en verde muestran el volumen, el balance que se logra en el volumen de recurso prospectivo. Y algo muy importante que hay que considerar es que existe la posibilidad de que hacia Rondas futuras, dependiendo de cómo vayan resultando las licitaciones y cuál sea el avance de la exploración en algunas áreas asignadas a PEMEX, exista la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

posibilidad de incrementar recursos adicionales entro de esta Ronda. La que sigue por favor.

En aguas someras el enfoque es el mismo: Tener un balance entre las superficies que se van a estar licitando con un número manejable de áreas contractuales de acuerdo con la experiencia que tenemos en Ronda Uno. Y asimismo el balance entre recurso prospectivo y ahora reservas o volúmenes originales remanentes que se van a estar incluyendo en las licitaciones subsecuentes. La que sigue por favor.

Algo muy importante en las áreas terrestres es que gran parte del potencial que se tiene en tierra estaba un poco restringido por la cuestión de que contenía también recursos no convencionales.

Entonces, con esta nueva estrategia que se adopta en el plan quinquenal gran parte del potencial de área terrestre se pasa a la categoría de no convencional. Y el área con potencial, que depende del Estado, se reparte equitativamente más o menos en las Rondas, considerando que ya se anunció la Ronda 2.3 a licitarse próximamente que corresponde con las zonas más prospectivas. Entonces, en las licitaciones subsecuentes se propone que se mantenga un balance en un número manejable de áreas contractuales. La siguiente por favor.

Y finalmente la parte no convencional. En esta categoría, derivado del análisis que realiza la Comisión al plan quinquenal anterior, propone que un promedio de 300 km cuadrados en términos de superficie por área contractual puede resultar adecuado para cubrir tanto recursos convencionales como no convencionales.

Y además que con base en la experiencia por ejemplo que se tuvo en la Ronda Uno, tercera convocatoria, donde se licitaron un máximo, donde hemos estado licitando un máximo promedio de 25 áreas contractuales, se propone que se mantenga un balance en el número de bloques a licitar quedando en promedio un estimado de 18 a 20 áreas divididos en las cuatro rondas que van a incluir ahora recursos no convencionales.

Es importante destacar que el recurso no convencional estimado en México es muy grande y el balance que se tiene está considerando



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

también que muchas de esas áreas posiblemente tengan campos para la extracción.

Entonces este es resultado de las adecuaciones que se propone a la Secretaría de Energía para el plan quinquenal que corresponden primero a un ajuste considerando las capacidades de ejecución de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para las licitaciones y un balance entre el área y los recursos prospectivos que permitan dar interés y dar certidumbre mayor al plan quinquenal durante el proceso de ejecución.

Entonces estas son las adecuaciones que se proponen y se ponen a consideración del Órgano de Gobierno.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director, muchas gracias. Colegas Comisionados, Comisionado Héctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En primer lugar quisiera darle una felicitación al maestro Christian Moya, creo que el análisis técnico de los bloques a licitar se ve de muy alta calidad, se ve muy profundo, muy bien hecho, y creo que responde mucho a lo que SENER esperaba.

Sin embargo, él hizo otro trabajo que me gustaría, sería una especie de asistencia no solicitada, pero creo que introduce elementos que nos permiten cada vez ir mejorando este plan quinquenal.

Por ejemplo: La generación de condensados, que los bloques tengan mayor generación de condensados de etano, propano, butano, etc. Facilitar la creación de nuevas empresas para participar aquí. El desarrollo del potencial no convencional. El balance de riesgos.

O sea, hay otros elementos que los calculó y me hizo el favor de compartírselos que creo que valdría la pena compartírselos a SENER para que en su caso si acaso lo consideran apropiado empiecen a ver los efectos de tener estos planes y estas distribuciones que estamos viendo ahorita.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFETY

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor.  
¿Algún otro comentario? Doctora Alma América, Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá simplemente remarcar quizá los principales criterios de validación que tuvo la Comisión y uno de ellos es yo diría como las lecciones aprendidas que se ha tenido en lo que es la Ronda Uno.

En la Ronda Uno, como podremos recordar, en realidad no se tuvo... teníamos considerado en el plan quinquenal anterior, SENER tenía considerado, un programa de 69 áreas con cierto tamaño de bloque, etc. Creo que es muy importante comentar que para esta propuesta y asesoría técnica que se tiene para la Secretaría de Energía, se está considerando las lecciones aprendidas, es decir, de que en la parte no convencional todavía es fecha de que no tenemos totalmente las regulaciones para este tipo de áreas.

Por lo tanto es una recomendación que las áreas se saquen cuando se tengan las regulaciones respectivas.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De no convencionales, ¿verdad?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De no convencionales estamos hablando. Sin embargo se están sacando áreas que tienen cierto contenido de la parte convencional y la columna completa de la parte convencional.

Otra parte que también remarcó el maestro Moya: El asunto de las capacidades tanto de técnicas como el mismo proceso de licitación que tiene la CNH en cuanto a la capacidad de las mismas áreas que se van a proponer en este plan quinquenal. Y yo creo que algo que también se consideró y a lo mejor no fue explícito fue el asunto del tiempo que se puede estar dando entre Ronda y Ronda y entre todas las propuestas que se tienen en las diferentes categorías para los mismos operadores que estén interesados.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

O sea, que esto sabemos que cada una de las Rondas quizá tenga un sector diferente en cuanto a los operadores, pero también no abrumar este tipo de, digamos, de Rondas. Porque no es una Ronda, sino la propuesta del plan quinquenal en cuanto a área y en cuanto al contenido mismo de los recursos y de las reservas en estas áreas para los operadores y que tengan el tiempo para estar analizando cada una de las categorías.

Creo que esto es bien importante para que se pueda ir administrando tanto las capacidades internas yo diría del Estado mexicano como de los mismos operadores. Ese es mi comentario.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada. Comisionado Acosta, por favor.

K COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Yo también quisiera unirme a las felicitaciones al área técnica por el trabajo que se realizó, porque creo que la función de la Comisión no solamente es validar las propuestas que nos hace la Secretaría de Energía, sino también hacer un seria de recomendaciones relacionadas con todo el proceso de Ronda en un periodo de cinco años, que es lo que constituye el plan quinquenal.

Pero adicionalmente a eso quisiera yo destacar dos factores importantes que veo en la propuesta y algunos de ellos que inclusive fueron considerados dentro del documento original que nos manda la Secretaría de Energía.

Y primero es la idea de ir cada vez más licitando áreas de columnas completas. Digo, en términos muy simples, la columna completa simplemente es evitar que haya diferentes titulares para explorar y extraer hidrocarburos en una superficie en diferentes profundidades. Lo que genera complicaciones para efectos de que se pongan de acuerdo en cuanto al mismo espacio territorial respecto de derechos en diferentes profundidades.

Entonces eso me parece positivo dentro de la propuesta y también el hecho de ir desarrollando áreas regionales, que les denominan en el documento clúster, que tienen que ver con la configuración de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

compartición de infraestructura que permite el desarrollo regional de ciertas áreas.

Esas dos partes me parecen importante de esta asesoría técnica que se le está otorgando a la Secretaría de Energía y que nos presentan en el dictamen técnico.

Y también quisiera hacer algunas recomendaciones que tienen que ver con los procesos de licitación de las Rondas. La primera sería el hecho de recomendar a la Secretaría de Energía que se justificara de mejor forma las áreas que son producto de nominaciones.

La nominación no es otra cosa más que la posibilidad que tienen los interesados de proponer que saquemos a licitación determinadas áreas contractuales. ¿Y por qué digo de mejor forma? Porque pareciera que el único factor que está influyendo para incluir un área en los procesos licitatorios es la cantidad de solicitudes que hay. Cuando creo yo si este es el único elemento que tenemos, bueno, pues hay que poner ese elemento. Pero si hay un elemento adicional como por ejemplo las características de esa área, que además de estar siendo nominada con frecuencia tiene características propias para incluirlas a la licitación, yo creo que deberían de venir en el documento definitivo de propuestas de actualización de plan quinquenal.

Por otro lado también me uniría a la propuesta que hace la Comisionada Alma América Porres, en el sentido de que las áreas que contienen recursos no convencionales sean licitadas hasta que no contemos con la normatividad relacionada con la regulación para su extracción y exploración.

En cuanto a las áreas terrestres que regularmente en la propuesta que estamos haciendo se refieren a las licitaciones dos y tres de cada una de las Rondas, la recomendación sería que la Secretaría de Energía fuera adelantando los estudios de impacto social.

Es decir, porque pareciera que nos esperamos a que haya una licitación para efecto de iniciar con los trabajo de impacto social con el propósito de que cuando se apruebe una convocatoria nosotros contemos ya con



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

el estudio de impacto social del área que corresponde. Y sabemos que es un proceso de estudio y de análisis bastante complejo y que lleva algunos meses, entonces sería importante que hoy que podríamos tener la visión a largo plazo de en qué momento van a poderse afectar áreas con población y otras características que pudieran tener un impacto social, se tuviera el estudio respectivo.

Y por último a mí me parece conveniente que pudiéramos ir agregando a cada licitación – de acuerdo con sus características – las áreas que no van quedando asignadas en Rondas anteriores, en licitaciones anteriores. Por ejemplo: En la Ronda Uno, que estamos en proceso de concluir con la cuarta licitación, las áreas que quedaron no asignadas en la licitación uno y en la licitación dos.

Lo decimos de alguna forma o se dice en el documento de alguna forma, pero me parece que pudiéramos ser más contundentes. Se dice de la siguiente forma, “asimismo la consideración de superficie que no resulte asignada con el avance de cada Ronda de licitación en conjunto con las áreas que eventualmente pasen a disponibilidad del Estado proveniente de los asignatarios y contratistas de licitaciones pasadas, podrá modificar el plan quinquenal propuesto en esta actualización con miras a evitar que áreas con potencial exploratorio resulten ociosas”.

Me parece que podríamos ser más contundentes al proponerle específicamente a la SENER que se analice la posibilidad de incluir en cada una de las licitaciones las áreas que quedaron pendientes de asignación de acuerdo con las características de licitación de que se trate. Por ejemplo en el caso de aguas someras, pues que pudieran incluir las vacantes de la licitación uno y dos.

En términos generales estos serían mis comentarios y nuevamente felicidades al equipo técnico que elaboró la respuesta de apoyo a la Secretaría de Energía.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Director General, entiendo – retomando el punto en el que yo estoy completamente de acuerdo con el Comisionado Acosta –, me parece que sí está ocurriendo, no sé si en totalidad o al menos en buena



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

parte, que los bloques que no se asignaron en la 1.1 e inclusive algún campo que no se asignó en la 1.2, los estoy viendo ahora en la licitación 2.1. ¿Estoy en lo correcto?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,  
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, así es.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En alguna medida, no sé si es en todos los casos, en todo lo que se haya quedado Comisionados, pero sí, al menos varios de ellos los recuerdo. No sé si sean todos o no.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,  
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Todos de Cuencas del Sureste se ocuparon. Adicionalmente se hace una revisión para ver el tipo de estructuras que vemos en el subsuelo y si consideramos que son de interés se incluyen en las Rondas subsecuentes. Y eso es parte de lo que se quiere generar con este plan quinquenal, que está abierta la posibilidad a que aquellas áreas que no resulten otorgadas en cada uno de los procesos puedan aprovecharse en Rondas futuras.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Pues muy bien, no sé si tengan alguna otra pregunta, yo tengo una pregunta muy, muy simple. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Efectivamente, bueno, se han ido incluyendo en las últimas licitaciones y se incluyen a raíz de la actualización. Pero después de la actualización las Rondas que vienen, si hay vacanteS, esas podrían ser incluidas de forma futura.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente. Yo me adhiero a la recomendación sin duda. ¿Hay algún otro tema? Director General, ¿cuáles son los tiempos? El Órgano de Gobierno hoy resuelve sobre estas recomendaciones, asistencia técnica a la Secretaría de Energía, a efectos de que la Secretaría pueda actualizar el plan quinquenal. ¿Cuándo la Secretaría resuelve sobre la nueva versión de plan quinquenal?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,  
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- La Ley dice que dentro del  
primer trimestre de cada año, pero no establece una fecha específica para  
eso.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El 30  
de septiembre tiene que enviar a la Secretaría de Hacienda su propuesta  
de licitaciones del año siguiente.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 30 de septiembre. O  
sea, perdón, voy a chequear aquí mi calendario. Pues mañana.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El día de mañana.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces el día de  
mañana la Secretaría de Energía resuelve sobre el plan quinquenal y a  
partir de eso presumo, pues lo dará a conocer.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Se le  
remite a la Secretaría de Hacienda y seguramente hará...

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A partir de ahí. Entonces  
la Secretaría de Energía conforme al calendario normativo manda a  
conocimiento entiendo a la Secretaría de Hacienda ajustes al plan  
quinquenal y presumo posteriormente estaremos conociendo la versión  
final de la actualización al plan quinquenal.

Director, pues me uno yo también al buen trabajo técnico, es nuestro  
Director General responsable de la evaluación del potencial. ¿Estaremos  
viendo hacia el final de año la primera evaluación potencial de recursos  
prospectivos Director General?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,  
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- La primera aproximación.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La primera. Es  
responsabilidad aquí de nuestro Director General hacer la evaluación  
potencial.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En la Ley, como saben colegas, hay una responsabilidad de la CNH de evaluar los recursos prospectivos, estos son la estimación de los hidrocarburos que se puedan extraer previo a que se tenga un descubrimiento, previo a que exista una perforación, un descubrimiento y sean clasificados como reservas.

Muy bien Director General, felicidades, muchas gracias. Secretaria Ejecutiva.”

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

#### **ACUERDO CNH.E.51.001/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 27 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el documento por el que se proporciona Asistencia Técnica a la Secretaría de Energía sobre la propuesta de adiciones y modificaciones al Plan quinquenal, derivadas de la evaluación 2016.

**II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por la empresa EICS de México, S. de R.L. de C.V., con número ARES-CMS-MX-16-1X6/2005, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial, en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director, adelante por favor.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con su permiso Comisionado Presidente, Comisionados. Me voy a permitir establecer el resumen estadístico de las condiciones en que actualmente las diferentes compañías han estado participando en este proceso de actividad de reconocimiento y exploración superficial en nuestro país.

Las solicitudes de inscripciones al padrón tenemos actualmente 63 solicitudes realizadas de las cuales tenemos 52 ya compañías inscritas dentro del padrón. Tenemos un desistimiento, 9 compañías desechadas y una compañía en proceso de inscripción.

Dentro de las solicitudes de autorización, que denominamos ARES B, o sea los proyectos que estas compañías realizan, tenemos en total 53 solicitudes de autorizaciones de proyectos, de los cuales a la fecha han sido autorizadas 40. Hay 2 desistimientos, 3 compañías que fueron desechadas, 2 no autorizadas y 2 actualmente tenemos en revisión.

Del total de los proyectos autorizados, que mencionamos que eran 40, las autorizaciones que caducaron, o sea que las compañías solicitaron y de alguna manera por algún tipo de estrategia ya sea comercial o de tipo técnico simplemente no las ejercieron, son 7. Dentro de esas compañías que también desistieron hubo 6. Por iniciar tenemos 8 actualmente y en desarrollo tenemos 19 compañías.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Dentro de las autorizaciones vigentes con autorizaciones de datos tenemos en desarrollo, como podemos ver aquí en el mapa, 13 compañías y pendientes por iniciar tenemos 2. En cuanto a las autorizaciones vigentes sin adquisición de datos tenemos actualmente en desarrollo 6 compañías y pendientes por iniciar también 6 compañías.

La compañía que nos ocupa el día de hoy y que sometemos a consideración la propuesta técnica a este Órgano de Gobierno es la compañía EICS, con número de registro ARES-CMS-MX-16-1X6/2005, para desarrollar un proyecto aplicando como tecnología sísmica 2D con una duración de este proyecto de 19 meses. Y como entregables proponen entregar imágenes en tiempo y profundidad.

La ubicación del proyecto de esta compañía como ustedes pueden ver en este mapa pues es casi la totalidad del Golfo de México y estamos hablando de 574,485 km cuadrados donde este proyecto se va a desarrollar. Tenemos aquí una zona protegida, que es la Isla de Alacranes, pero de acuerdo con los permisos ambientales todo esto va a ser de alguna manera realizado el estudio para esta sísmica 2D considerando incluso esta parte. Porque la tecnología que emplean no implica ningún daño ni a la flora ni a la fauna que se pudiera encontrar en esa zona.

Dentro de esos 574,485 km cuadrados que mencionábamos como área de estudio se encuentra propiamente la realización de 24.239 km lineales, que es lo que en algunos momentos hemos venido mencionando, que es las diferentes mallas que las compañías utilizan para desarrollar estos estudios con diferentes separaciones entre estas. Por lo tanto no siempre es equivalente el estudio que se realice en km lineales con los km cuadrados del área de estudio.

El alcance es la adquisición y el procesamiento de los datos obtenidos en esta área. La tecnología a aplicar es la sísmica 2D con magnetometría y gravimetría como área de alta resolución.

Los objetivos geológicos es alcanzar el Jurásico, Cretácico y Terciario y los entregables son precisamente el Pre-Stack Time Migration, los apilados y el Pre-Stack Depth Migration apilados también.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Vamos a tener como entregables gathers procesados previos al PSTM, gather finales también en relación con esta tecnología y perfiles de velocidades para ambos casos, para profundidad y para tiempos como lo mencionábamos.

El proyecto en sí consiste en la adquisición y posterior procesamiento de aproximadamente 24,239 km de líneas sísmicas 2D, de gravimetría y magnetometría regional, la cual se utilizará usando metodología y equipos de vanguardia que más adelante describiremos.

Dentro de los criterios de dictamen, es que cumple con los requisitos referidos en los artículos 16, 17, 18 y 20 de Disposiciones Administrativas.

Dentro del historial de cumplimiento de autorizaciones previamente otorgadas por la Comisión a la solicitante debo mencionar que ésta es la primera solicitud que esta compañía realiza a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

L Que las actividades a realizar pues promueven la utilización de la tecnología de magnetometría gravimetría.

Dentro de la evolución técnica realizada a la documentación enviada por esta compañía respaldando su solicitud de autorización es que para la adquisición de estos datos de sísmica 2D la solicitante va a utilizar un arreglo de cañones de aire marinos, los cuales serán anclados a un cable de 12 km de longitud sumergidos a una profundidad entre ocho y nueve metros.

La longitud de grabación será de 14 segundos. Cuando nos referimos a 14 segundos esto depende precisamente del grado de compactación de los diferentes estratos que van a ser estudiados y corresponde más o menos entre 14 y 16 km de profundidad donde vamos a obtener la información. Porque es precisamente que lo que se pretende es alcanzar lo que geológicamente se denomina basamento, que el basamento es precisamente – como su nombre lo dice – la base donde se van acumulando las diferentes depositaciones para tener una columna estratigráfica.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Objetivamente la solicitante manifiesta contar con la colaboración del personal técnico especializado, con más de 5 años de experiencia en industria petrolera.

Refiere que tiene a su disposición tres embarcaciones especializadas para realizar la adquisición y cuentan con la capacidad técnica y el equipo requerido para llevar a cabo las actividades propuestas en su trabajo: tales como un magnetómetro Lacoste & Romberg tipo S o similar, un gravímetro modelo Geometrics de la serie G-882, un sistema de navegación Spectra integrado, el cual utiliza el DGPS y el RGP que propiamente son sistemas de posicionamientos de las embarcaciones que, haciendo una similitud con las plataformas de perforación de sexta generación, también están ubicadas por medios satelitales. E información de brújula, que es lo tradicional, para posicionar el buque, la fuente y el cable de grabación a que hacíamos referencia.

Se pretende obtener una imagen mejorada regional de paquete sedimentario ubicado en aguas profundas del Golfo de México (o sea, desde el basamento hasta el lecho marino) mediante la adquisición y procesamiento de la información sísmica 2D dentro del polígono regional establecido.

La longitud de grabación mencionábamos que era de 14 segundos, así como los parámetros de adquisición propuestos por la solicitante, permitirán alcanzar dichas profundidades.

Se va a establecer una cobertura regional que permita mapear y reconstruir la arquitectura de las cuencas geológicas de interés petrolero presentes en el Golfo de México al integrar los productos derivados de la adquisición magnetometría y gravimétrica, como son mapas batimétricos, mapas de intensidad magnética total y mapas de anomalías gravimétricas.

Se va a obtener un concepto regional para enfocar posteriores estudios a la caracterización de alta complejidad estructural y estratigráfica que identifican a la cuenca del Golfo de México desde su formación. Por medio de la mejora en la calidad de los datos al aplicar un arreglo de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

receptores con una longitud de cable de 12 km, la longitud de grabación y el intervalo de muestreo de dos milisegundos.

Ese propiamente es el intervalo de dos milisegundos con el cual se va obteniendo cada una de las muestras, o sea, cada dos milisegundos se va obteniendo cada una de estas muestras.

Y la parte digamos quizá sustantiva pues es la identificación de los cuerpos salinos y las complejas estructuras formadas a partir del emplazamiento de dichos cuerpos.

Lo anterior, cobra importancia para las provincias petroleras conocidas como la Cuenca Salina del Istmo, la Cuenca Salina del Bravo principalmente, que están ubicadas precisamente dentro del polígono que mencionábamos al inicio de esta presentación.

Entonces estas son las consideraciones técnicas Comisionado Presidente.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas, doctor Comisionado Moreira por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ingeniero, podríamos tener un estimado de qué tamaño es la inversión que va a hacer esta empresa. Yo sé que no tenemos el dato, que no lo están reportando, pero en términos de práctica internacional tú dices "esta empresa va a gastar entre tanto y tanto aproximadamente."

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nosotros Comisionado hicimos una estimación interna con algunos precios de mercado que hemos tenido disponible y lo estimamos en más de 40 millones de dólares aproximadamente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El dato me parece no está, no viene en el anexo técnico del director, pero con precios de mercado nosotros estimamos entre 40 – 48, hasta 48 millones de dólares pudiera costar el proyecto.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, ok. Gracias.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pregunta también. Digo, por lo impresionante que se ve el mapa de las actividades que se van a realizar, ¿si esta es la solicitud de ARES en cuanto a extensión más grande que hemos tenido?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. Ya hay otras solicitudes de la compañía TGS por ejemplo, que también considera todo el Golfo de México e incluso la de TGS considera parte del Mar Caribe. Entonces es aún mayor que ésta solicitud.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? La empresa, Director General, ¿es una empresa de origen de algún país en particular?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Norteamericano.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es una empresa, es una filial.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es una filial.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En México, por lo que estoy leyendo, ¿en México es una filial de una empresa norteamericana?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De geofísica, presumo la empresa norteamericana.

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO  
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Estadounidense.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, estadounidense.  
Bien. Para precisar, sobre el ecuador, ¿verdad Comisionado, arriba? Muy  
bien. Muchas gracias Director. Colegas, ¿algún otro comentario? No.  
Bien. Secretaria, por favor de lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

### RESOLUCIÓN CNH.E.51.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de  
Hidrocarburos emite su autorización a la empresa EICS de  
México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo actividades  
de reconocimiento y exploración superficial, en la  
modalidad que incluye la adquisición de datos de campo,  
número ARES-CMS-MX-16-1X6/2005.

### ACUERDO CNH.E.51.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y  
XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados  
en Materia Energética, 37 de la Ley de Hidrocarburos y 13,  
fracción III, inciso a. del Reglamento Interno de la  
Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de  
Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la  
que se autoriza a la empresa EICS de México, S. de R.L. de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

C.V., con número de registro ARES-CMS-MX-16-1X6/2005 para llevar a cabo actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo, en términos del artículo 15, fracción I, y demás relativos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

### **II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio terrestre Guaricho-401.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, y en relación a su ponencia, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

“COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias. Este pozo exploratorio terrestre Guaricho-401 está ubicado dentro del Municipio de Huimanguillo, Tabasco, a 6.5 km del pozo Guaricho-1, que es precisamente este que vemos nosotros aquí en el mapa. Este que está aquí de Guaricho-1. El que nos ocupa es este otro pozo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

El pozo está a 4.8 km al norte del pozo Ayocote-1 y a 2.2 km al noreste de La Central-401. Todos ubicados en esta zona. Yo quisiera mencionar nada más que el pozo Ayocote recientemente fue aprobado por este Órgano de Gobierno para su perforación; y va a dar inicio esta perforación el 3 de octubre de este año y va a perforarse hasta el 21 de diciembre. Es un pozo que va a ir a 4,000 metros, que ya fue aprobado aquí, únicamente como una referencia para el pozo que actualmente les voy a presentar.

El pozo Guaricho-401 tiene como número de asignación AE-0045-M-Agua Dulce-04, dentro del proyecto de inversión Cuichapa. Pertenece al activo de exploración Áreas Terrestres y los objetivos geológicos son Mioceno Superior en diferentes intervalos. El primero de ellos a 1,459 y 1.649 en la base y el segundo objetivo de 2,179 a 2,619 metros verticales bajo mesa rotaria. El hidrocarburo esperado es aceite ligero. El programa de perforación considera el inicio el 19 de octubre y su terminación el 31 de diciembre de 2016, o sea, casi van a ser perforados al mismo tiempo.

Dentro de las principales características del equipo está que tiene una potencia de 1,500 caballos, que las conexiones superficiales tienen 3,000 libras y preventores de 5,000 libras. La columna geológica programada es del Reciente al Mioceno Superior hasta 3,255 metros desarrollados bajo mesa rotaria. La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está referida al proyecto Ogarrio-Magallanes. Los costos de perforación para este pozo son: En cuanto a la perforación 88 millones de pesos, 32 millones para la terminación, para un total de 120 millones el costo de este pozo.

La estrategia y objetivos es incorporar reservas de hidrocarburos en arenas y areniscas depositadas en un sistema deltaico del Mioceno Superior como podemos ver en esta figura.

Se espera incorporar una reserva de 22 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito geológico del 34% y de éxito comercial del 32%. Pues esto debido precisamente a todos los pozos de los cuales ya se tiene conocimiento. La clasificación de este pozo es un pozo delimitador, dado que el primer pozo perforado Guaricho-1 fue productor de aceite. El hidrocarburo esperado es aceite ligero.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Dentro de las presiones que se manejan para este pozo en el yacimiento tenemos consideradas 3,982 libras y obviamente en cabeza alrededor de 3,124, lo cual pues es considerablemente debajo de las 5,000 libras que el sistema de preventores registra.

La temperatura del objetivo es de 78 grados centígrados. Este tipo de pozos es direccional, tipo S, y la profundidad programada como mencionaba es 2,740 metros verticales bajo mesa rotaria o 3,255 metros desarrollados bajo mesa rotaria precisamente por la condición de pozo direccional tipo "S".

Este pozo, como podemos ver aquí, va a ser perforado dentro de la misma pera, o sea, dentro de la misma localización donde se encuentra Yashu-1. Tiene la misma localización precisamente para utilizar esto dado que tenemos pues una serie ya de instalaciones consideradas o desarrolladas y pues facilita como practica operativa la utilización de esta infraestructura existente, ¿verdad?

Y este pozo precisamente tiene esta condición de direccional tipo "S", dado que hasta los primeros 80 metros estos pozos son paralelos, tanto el Yashu como el Guaricho-401, dado que se utiliza la misma pera. Y para evitar un fenómeno de colisión que se le denomina, entonces va a perforar en la misma profundidad propiamente a los 80 metros empieza a desviarse para evadir precisamente el agujero previamente perforado de Yashu-1 y además se hizo tipo "direccional para alcanzar el objetivo geológico estimado."

Las condiciones de éste, como podemos ver, es que está precisamente en esta figura, podemos ver que está compartalizado por diferentes de fallas. Esta es la posición del pozo Guaricho-401.

Dentro de los elementos de evaluación pues se presentó la solicitud de perforación en tiempo y forma por lo cual la perforación daría inicio el 19 de octubre de 2016, tiene la asignación vigente. Con la perforación de este pozo se alcanzaría la meta de cuatro pozos establecido en el compromiso mínimo de trabajo de dicha asignación para el periodo 2015-



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

2017 y cuanta obviamente con la autorización en materia de impacto ambiental y seguridad.

De acuerdo con el modelo sedimentario presentado se espera encontrar condiciones petrofísicas similares a las observadas en el pozo Guaricho-1, productor en areniscas del Mioceno Superior. Ambos pozos en el Mioceno Superior.

El establecimiento de las facies sísmicas y las correlaciones hacia la nueva localización dan certidumbre a los elementos estratigráficos y estructurales planteados.

Los elementos que integran el sistema petrolero sustentan la ocurrencia de una probable acumulación de hidrocarburos. Se calibró con los eventos de perforación de los pozos de correlación, la ventana operativa, las zonas de riesgo y las medidas de mitigación. Para estas zonas de riesgo aplicaron una metodología donde se calcula el índice de complejidad mecánica de la perforación contra el índice de la calidad de la información del diseño del pozo. Y esto determina que es un pozo con muy bajo riesgo.

Se integró y analizó la información de pozos análogos desde el punto de vista geológico, petrofísico, sísmico, geomecánico y de eventos de perforación a fin de establecer una prognosis con menor incertidumbre de las condiciones esperadas durante la perforación del pozo.

Se presentó en el diseño opciones de atención a contingencias a fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos de perforación del pozo y se consideraron criterios y factores de seguridad usuales para la perforación de este tipo de pozos. Se efectuaron los estudios anti-colisión satisfactorios, que era lo que yo mencionaba en un principio por la cercanía del otro pozo que se va a utilizar. Y para la ejecución se están considerando tanto materiales como herramientas acorde con las prácticas utilizadas en la industria, tanto los fluidos de perforación, barrenas y cementos se consideran idóneos para la perforación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En lo referente a la terminación, al lavado programado del pozo, se prevé la limpieza del mismo para prevenir daño a la formación y evaluar el potencial productivo reduciendo la posibilidad de interferencia de elementos externos.

El aparejo de producción es adecuado en cuanto a la profundidad de colocación del empacador para aislar los intervalos a probar y el taponamiento, temporal o definitivo, considera obturar los intervalos probados y establecer longitudes de cada tapón con cobertura suficiente en cada tubería de revestimiento del pozo. Las longitudes que normalmente se consideran son de 200 metros lineales para este tipo de tapones.

Como conclusión podemos ver que es, de acuerdo al estado mecánico que aquí se presenta, un pozo pues como ya se definió de bajo riesgo, que no tiene problemas en cuanto a eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales, que limiten o impidan la perforación de este en condiciones satisfactorias.

Pues, en cuanto a la parte técnica, esas son las consideraciones Comisionado Presidente.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, muchas gracias. Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Tengo una pregunta ingeniero. ¿Por qué el pozo es, bueno, se nombra Guaricho-401 si es un delimitador?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, hay una razón precisamente. Voy a leerlo textual de la normatividad de pozos utilizada y dice, "el nombre del pozo exploratorio normalmente dará origen al nombre de campo. En el caso de que se inicie un pozo exploratorio dentro de un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

campo existente e incorpore reserva no se genera un nuevo campo, aquí sería preferible denominar al pozo como si fuera delimitador". En este caso si lo es y por eso es que se utiliza el 301.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más que es 400.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Bueno, 401 perdones. Esa es la consideración.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De cualquier forma, con base a nuestra nueva regulación cuando se publique en el Diario Oficial tendrá que adecuarse al nuevo lineamiento.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, totalmente de acuerdo. Sí, esta es la normatividad vigente actualmente para la...

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Interna de PEMEX.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, sí.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Tendrían que adecuarse.

COMISIONADO JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Secretaria Ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFETY

### RESOLUCIÓN CNH.E.51.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio terrestre Guaricho-401.

OAK-TREE

SAFETY

OAK-TREE

### ACUERDO CNH.E.51.003/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Pemex Exploración y Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Guaricho-401, ubicado en la Asignación AE-0045-M-Agua Dulce-04, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

OAK-TREE

SAFETY

OAK-TREE

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:51 horas del día 29 de septiembre de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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 la Secretaria Ejecutiva.

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva