



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:20 horas del día 15 de agosto 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, Néstor Martínez Romero, Sergio Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como el licenciado Claudio Galindo Montelongo, Director General Adjunto de la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Trigésima Sexta 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 Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.1679/2016, de fecha 12 de agosto 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.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaría Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, propuso al licenciado Claudio Galindo Montelongo para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario 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, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por la empresa GLOBAL SHALE PLAYS, LLC. (GSP) con número ARES-GLB-EU-15-8N9/1520, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio marino Hok-1.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Chunculum-1.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio terrestre Valeriana-1.

Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio terrestre Terra-2DL.

- II.6 Modificaciones a las Bases de Licitación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por la empresa GLOBAL SHALE PLAYS, LLC. (GSP) con número ARES-GLB-EU-15-8N9/1520, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad como Comisionada 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.- Doctora, adelante por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Comisionados.

Quisiera hacer un pequeño resumen de las autorizaciones que hasta el día de hoy hemos recibido por parte de las diferentes compañías.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En realidad tenemos solicitudes inscritas al padrón, lo que nosotros llamamos ARES-A, son 62 solicitudes inscritas, solicitudes recibidas a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de las cuales hemos recibido, hemos autorizado a 52 compañías para poder entrar a este padrón.

Por parte de las solicitudes de autorización, igual, recibidas que nosotros llamamos ARES-B y que hemos recibido hasta este momento tenemos 52. Es el siguiente proceso que sigue al padrón. Son 52 solicitudes que hemos recibido de las cuales, hemos tenido 35 que ya han sido autorizadas. Podemos ver en esta parte como están desglosadas estas solicitudes. En realidad no todas las solicitudes que están autorizadas comienzan su desarrollo de trabajo.

Hay algunas que aunque están autorizadas, en realidad expiran, que son seis. Hay algunas que al final de cuentas desisten, que también son seis. Hay cuatro que están todavía por iniciar, tienen algún tiempo para iniciar las actividades después de su autorización. Y finalmente hay 19 que están en desarrollo actualmente.

De estas 19 autorizaciones que se tienen actualmente, existen 14 que están del total de adquisiciones que se tienen para con la modalidad de adquisición de datos. En realidad todas estas autorizaciones se encuentran localizadas en el Golfo de México. O sea, no hay ninguna – como lo hemos repetido en diversas ocasiones – no hay ninguna que esté en tierra. Todas están en el Golfo de México y todas están en etapa de adquisición. Algunas inclusive ya han terminado su etapa de adquisición y están en etapa de procesado de la información.

Y tenemos 9 que están en la parte de procesado. En esta parte de procesado, que son en la modalidad sin adquisición, en estas sí tenemos, hay algunas que están en la parte del Golfo de México y hay algunas que están en tierra. Estas son las que están en tierra, la mayor parte son de información sísmica. Pero hay algunas adquisiciones, por ejemplo de la parte geoquímica, de la parte electromagnética, inclusive de la parte de petrofísica, que se tienen en alguna parte de adquisición de muestras de rocas.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Entonces todas estas son de autorizaciones que ya se tienen y aquí están consideradas tanto las que están en desarrollo como las que están por iniciar, para que se puedan contabilizar en este tipo de proyectos.

El día de hoy se tiene un proyecto para su autorización. Es un proyecto de la compañía Global Shale Plays que yo pediría al Ingeniero Antonio Alcántara, Director de Autorizaciones, que nos haga el favor de explicarlo al Órgano de Gobierno.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con gusto Comisionada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- El proyecto de la compañía Global Shale Plays está ubicado en las provincias de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos. Una superficie a considerar de 16,093 Km2, para reprocesar sísmica 2D, 3D y datos generales de pozos.

Dentro de las tecnologías y metodologías que van a utilizar es aplicar la tecnología de reprocesamiento a datos, sísmicos 2D y 3D existentes, la secuencia de reprocesado, el estudio de cuencas para recursos no convencionales, un flujo de trabajo para la inversión sísmica y la evaluación de recursos y análogos.

Los objetivos geológicos a los que pretender acceder son al Cretácico Superior Eagle Ford y al Cretácico Inferior Pearsall.

Dentro de los entregables esperados para este estudio están Gathers de PSTM, AVO con aumento de ancho de banda y con offset extendidos para los procesos de inversión AVO y AVA.

[Handwritten signature]

Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016

[Handwritten notes and signatures on the right margin]



Comisión Nacional de Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

El Pre- Stack de Time Migration, sesiones de velocidad por línea, mapas de horizontes sísmicos interpretados, descripción y análisis de núcleos, así como informes finales de cada etapa que van a estar desarrollando. Es un proyecto que se considera a terminar en 10 meses.

OAK-TREE

Dentro de los alcances que este trabajo tiene, está recopilar la literatura geológica de las provincias que mencioné, el aplicar la tecnología de reprocesamiento a datos sísmicos 2D y 3D existentes, utilizando la metodología de secuencia de reprocesamiento de amplitud verdadera y la recuperación del ancho de banda de frecuencias, elaborar el programa de flujo de trabajo para el estudio de las provincias petroleras de yacimientos no convencionales, desarrollar la secuencia de trabajo para aplicar la inversión sísmica, analizar las formaciones Eagle Ford y Pearsall para evaluar los recursos no convencionales en el área de estudio utilizando los conocimientos adquiridos de las formaciones análogos de los Estados Unidos de Norteamérica.

OAK-TREE

Y

Dentro de los criterios para elaborar el dictamen podría mencionar que es el cumplimiento de los requisitos referidos en los artículos 16, 17, 18 y 20 de las disposiciones administrativas, el historial de cumplimiento de autorizaciones previamente otorgadas por la Comisión a la solicitante. En el caso de la compañía Global Shale Plays LLC no aplica.

Y que las actividades a realizar incentiven el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y que promuevan la utilización en este caso de la tecnología 2D y 3D más adecuada para el Reconocimiento y la Exploración Superficial conforme a los estándares de las mejores prácticas de la industria.

OAK-TREE

Que cumple con los requisitos referidos en el artículo 16, fracciones I, II y III, inciso b), 17, 18 y 20 de las Disposiciones Administrativas, sustentado por la entrega de la documentación necesaria con la cual justificó que cuenta con las capacidades técnicas y operativas que le permitirán desarrollar el plan de trabajo propuesto idóneo para alcanzar los objetivos geológicos propuestos.

Que las actividades a realizar proporcionarán los siguientes beneficios:

Handwritten signature and mark



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Incentivar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, el reprocesamiento de los datos sísmicos preexistentes en las provincias petroleras de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos va a proveer la información necesaria para disminuir la incertidumbre en la interpretación y ubicación de los yacimientos no convencionales.

Que mediante la reinterpretación de estudios de núcleos, geoquímicos, muestras de pozos, fotografías, derivados de los pozos perforados en la región y que adquirirá la solicitante del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, conseguirá el amarre de las líneas 2D y de esta manera asegurar que los horizontes estratigráficos interpretados tengan un alto nivel de certidumbre.

También va a proporcionar la identificación de los intervalos con alto contenido de hidrocarburos a partir de los análisis geoquímicos y petrológicos con los cuales se generarán los mapas de contenido de carbono orgánico total, de porosidad, permeabilidad, presión y temperatura.

Se va a promover la utilización de las tecnologías 2D, 3D y AVO para el reprocesamiento de la información existente y de esta manera obtener los mejores resultados conforme a los estándares y mejores prácticas de la industria.

Se obtendrá el conocimiento necesario de la distribución regional de los plays no convencionales en México mediante la reinterpretación de datos para enriquecer el acervo de la información geológica y geofísica, entre otros.

Esta es la propuesta técnica que esta compañía plantea desarrollar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Respecto a la opinión jurídica...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que tiene que acercarse al micrófono abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Señor Comisionado Presidente, señores Comisionados. En relación con la opinión jurídica, esta es una opinión jurídica favorable.

Únicamente me gustaría comentar acerca del tema de competencia. Esta Comisión es competente en razón de que la propia Ley en su artículo 37 nos dice que las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial de las áreas para investigar la existencia de hidrocarburos requieren de la autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mismo que es retomado por el artículo 22 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados, que da en su fracción 10 a esta Comisión, específicamente al Órgano de Gobierno, la facultad de autorizarlo.

Lo mismo que el Reglamento Interno en su artículo 13, fracción III. Con ello, nosotros consideramos que resulta jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno se pronuncie respecto a la solicitud para llevar a cabo las actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos, como decía la Comisionada, la Doctora Alma América.

En virtud de que primero contamos con competencia como Órgano Regulador y hay competencia de este Órgano de Gobierno. Segundo, porque se encuentra dentro de los plazos establecidos, tenemos hasta el día 16 de agosto para emitir la resolución objeto de este Órgano de Gobierno. Y tercero porque cuenta ya con los elementos técnicos de la Unidad Administrativa Técnica competente que acaban de ser descritos por el Ingeniero José Antonio Alcántara. En ese sentido está a su disposición.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. Doctora, no sé si hay más información. ¿Podemos abrir a comentarios?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, claro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Sí? Colegas.
Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Tengo dos
preguntas: Una general y una particular, específicamente de la compañía.

En la parte general pues es obvio que a medida que incrementemos el
conocimiento del potencial petrolero del país, eso va a beneficiar para más
adelante poder sacar otras licitaciones que no están consideradas en el
Plan Quinquenal. Pero la pregunta es: Se comentó que hay varias
autorizaciones que o finiquitaron o se desistieron. ¿Hay una problemática
específica por la cual esté sucediendo eso?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo creo que una de las
problemáticas es precisamente la situación petrolera...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El precio de los
hidrocarburos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- ...en el país, el precio de los
hidrocarburos. Y esto ha incidido en que algunas compañías decidan
esperar un poco en cuanto a las áreas que pretendían en determinado
momento trabajar, en desarrollar los estudios. Y prefieren esperar a que
esto tome otro nivel. Y esas compañías con las que tenían digamos algún
acuerdo previo establecido comercial, ahora prefieren esperar en ese caso.

Ese es por un lado. Y otro también, los desistimientos, porque en ocasiones
cambian las condiciones en cuanto a las áreas que de alguna manera
habían identificado en un principio y también prefieren esperar hasta que
vayan hacia otras áreas, con mayores ventajas que ellos de alguna manera
están identificando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, yo le agregaría
simplemente una más. Que en realidad depende mucho de la estrategia
de cada una de las compañías.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

O sea, hemos visto que algunas de las compañías antes de adquirir la información ellos como estrategia ya quisieran tener algunos contratos con operadoras ya realizados, de venta.

Nosotros dentro del mismo proceso que se tiene en Ares hay un proceso, que es el ARES-C, que se tiene que dar aviso, de qué tipo de contrato se tiene de aprovechamiento por esta información de comercialidad. Y en ocasiones eso ha hecho que no necesariamente donde van a adquirir información, ellos tengan una venta previa a que adquieran. Entonces, hay muchos que adquieren y después venden, pero hay otras compañías que prefieren primero ya tener el compromiso de venta antes de adquirir.

Entonces ellos anuncian casi casi por medio de Órgano de Gobierno, y por sus métodos de mercadotecnia, que van a adquirir información en cierta área. Y si en los - ¿Cuántos son los días? - 120 días que tienen para iniciar las actividades ellos no tienen alguna venta de esa información, se desisten para no hacer su inversión. Y hay otros que invierten aún sin tener la venta previa.

✓ COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La otra pregunta es específicamente de la compañía Global Shale Plays. La información que hay ahí en esa área es 2D y 3D. La información 3D, ¿hace cuánto que se adquirió y que se procesó obviamente?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- La información 3D que se procesó o se desarrolló es aproximadamente de los años 90's.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es vieja.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Gracias presidente. Director General, no sé si nos puedes platicar, de manera así muy rápida, el proceso que usan o que utilizan para hacer todo el dictamen y poder llegar aquí al Órgano de Gobierno para presentarnos esta propuesta.

Me gustaría saber desde que ingresa la solicitud hasta que se presenta aquí al Órgano de Gobierno, así en términos generales.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, correcto. Ese mecanismo, digamos, parte de –como se mencionaba inicialmente en la parte estadística –, debe haber, debe estar inscrita la compañía que va a acceder a un ARES-B, inicialmente inscrita en el padrón.

Una vez que está inscrita en el padrón, tiene el derecho para acceder a desarrollar uno de los proyectos, ya sea por adquisición o sin adquisición de información.

La compañía presenta la información con los documentos que son requeridos dentro de lineamientos establecidos y nosotros hacemos la revisión técnica, la revisión operativa. Que tenga las capacidades manifestadas dentro de su inscripción en el padrón y que éstas sean aplicadas dentro de ese proyecto que está presentando para su aprobación.

Una vez que presenta esa documentación, si no cumple con todos los requisitos establecidos dentro del ARES-B que denominamos, se le hace una prevención a la información, precisamente con la idea de que la complementen. Una vez complementada esta información nosotros le damos una revisión técnica completa y elaboramos el correspondiente dictamen aprobando o negando técnicamente la solicitud presentada a través de ese ARES-B.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Una vez que ese dictamen se presenta al Comisionado Ponente, que tiene a su cargo a la Compañía que está haciendo la solicitud, el Comisionado Ponente lo trae precisamente a este Órgano de Gobierno para su aprobación. Y una vez aprobado por este Órgano de Gobierno cuenta la Compañía con 120 días para desarrollar el proyecto. Y 30 días antes de que venza ese plazo puede tener la opción de tener 60 días más como prórroga para su desarrollo, como prórroga, para iniciar el proyecto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Todo eso es, digamos quien te da o te turna esto es Secretaría Ejecutiva, Oficialía de Partes perdón. Todo lo demás lo haces con la Dirección General de Autorizaciones de Exploración y luego ya sale al Órgano de Gobierno.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Se involucra al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para verificar que la información que ellos desean reprocesar, ¿Estas 2D, 3D de los años noventa, la de los pozos y núcleos los tenemos disponibles para poderse los dar a esta Compañía? Si se verifican y si es posible, ¿tienes los datos de cuanta sísmica tenemos y de qué año son los pozos y núcleos?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Sí se verifica y muchas veces la hace la misma Compañía antes de presentar su proyecto, dado que para ellos es básico tener ese insumo si se quiere hacer reprocesamiento, ¿verdad? En el caso de la adquisición no es así. Es precisamente para desarrollar un nuevo estudio.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De reprocesamiento.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Entonces, sí hay ya volúmenes definidos de áreas con las que se cuenta, tanto de sísmica 2D, como sísmica 3D, WAS, en fin. Todo ese acervo lo tiene el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Nosotros en ocasiones también cuando nos hacen una solicitud y vemos que la Compañía no ha hecho ésta,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nosotros le pedimos al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos que nos llega una solicitud de tal o cual Compañía y que requiere de tal o cual información para comprobar que ésta exista dentro de su acervo. Digamos que este es el proceso que nosotros seguimos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Tenemos los datos o no?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Y nosotros tenemos información que nos ha proporcionado el Centro en cuanto a la información que ellos poseen. Sí lo tenemos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y cuantos de 2D, cuantos de 3D?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No lo tengo así en mente ahorita, pero si lo tenemos bien definido.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces, sí se involucra al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Para poder ver que la información que desea reprocessar cierta compañía está disponible.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Está en su acervo. Así es. Es correcto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Moreira. Por favor, doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que hay pocos proyectos tan interesantes como éste, y yo creo que si algo nos falta es más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información sobre las reservas del país en lutitas. O sea, tanto de gas como de petróleo. Entonces creo que nos favorece que haya este tipo de proyecto, nos va a ir trayendo más y más información.

La pregunta que yo tenía es: Qué pasa si esta empresa dice, "la información que yo estoy encontrando ya no es el estado del arte". Entonces puede él hacer una nueva propuesta para tomar muestras físicas y volver a hacer un nuevo estudio, como tú llamaste geológico, petrofísico y petroquímico y todo, diciendo, "suena interesante, necesitamos más información, yo te estoy proponiendo esto". ¿Esa empresa tendría algún derecho especial, derecho de primera mano, para hacer ese tipo de proyectos?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, las compañías normalmente una vez que obtienen la autorización tienen el derecho de replantear su solicitud. O sea, puede ser que ya a la hora de estarlo desarrollando cambien algunas condiciones del mercado y consideren necesario hacer ese replanteamiento. Ese replanteamiento lo someten a consideración de la Comisión para una posterior aprobación nuevamente.

Si fuera, nosotros tenemos de alguna manera establecido ciertos rangos en los que pueden hacer una solicitud, una modificación de la solicitud, sin tener que pasar nuevamente a pleno, salvo cuando esa solicitud supera ese, digamos, esos parámetros establecidos por nosotros, que están considerados también dentro de los lineamientos, supera esto, entonces nosotros le indicamos a la compañía que puede hacer un cambio completo del proyecto y nosotros lo volvemos a someter a autorización del Órgano de Gobierno.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo que valga nada más aclarar, es que ninguna Compañía tiene exclusividad en un área determinada. O sea, puede haber tantos trabajos en una misma área como tantas solicitudes exista. Y si una Compañía pretende dar, digamos, un giro a su proyecto de inicio que tenga una modificación sustantiva, puede



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

replantear el proyecto en un nuevo proyecto. O sea, si primero planteó un reprocesado y después quiere hacer una nueva adquisición, puede venir y poner sobre la mesa una adquisición.

Hay Compañías que tienen hasta tres, cuatro o más proyectos. Una sola Compañía puede tener hasta cinco proyectos o los proyectos que quiera dentro de estas autorizaciones. O sea, no hay exclusividad y no hay un límite determinado por Compañía.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Efectivamente nada más para decir que el principio jurídico que rige los Lineamientos de ARES no otorga derechos de preferencia ni un derecho del tanto respecto a trabajos previos en un área determinada en la que se haya trabajado previamente. Es lo único.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un comentario técnico. Todas estas actividades son de exploración superficial, pero ya están considerando información de pozos perforados. Se comentó durante la presentación núcleos, etc. Algunas pruebas que hayan hecho en pozos.

Si esta empresa quisiera más adelante tener la posibilidad de obtener más información, no sería ARES-B, si quisieran tomar un núcleo de un pozo que estuviera ya perforado. O querer perforar un pozo, eso ya cambia totalmente las cosas. Todo lo que se está hablando ahorita es ARES, Actividades de Exploración Superficial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera continuar en la exploración del tema, si me lo permiten.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Vamos a suponer que esta empresa ve que tiene muy buenos resultados, ve muy prometedor el bloque y le vende la información a una empresa operadora. Esta empresa operadora presenta una nominación para que ese bloque sea puesto en un proceso de licitación obviamente. Pero al instante que eso suceda los demás van a decir obviamente, "Oye, ¿y porque está presentando?". Entonces van a lanzar a hacer ARES sobre la misma información.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O adquirir la información.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O adquirir la información. Entonces en este caso nos vamos a enfrentar que hay un periodo entre que se presenta la nominación y que esa nominación se convierte en una licitación. Entonces, ¿tenemos algún estimado de esos tiempos para que no haya ventaja demasiado grande de la empresa que hizo este trabajo? Porque es bueno que lo esté haciendo, hay que darle un reconocimiento por su esfuerzo. Pero por otro lado, no sería justo ponerse a competir demasiado pronto con los otros porque vas a tener demasiada información. Sería una competencia un tanto desigual.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad si nos vamos al proyecto en cuestión, que es este de un proyecto en Shell, el proyecto tiene una duración de 10 meses. En 10 meses, con entregables, inclusive parciales.

En 10 meses esta compañía puede poner, lo pone a la venta y va a haber múltiples Compañías, si tiene buenos resultados, que pueden adquirir esa información ya procesada. Y pues todos tendrán la misma oportunidad para hacer sus propuestas en términos de nominaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, eso, a lo que mencionaba la Doctora, agrego Comisionado que este punto que Usted señala tiene que ver con la importancia del Plan Quinquenal.

Hay un Plan Quinquenal que en sus orígenes surge una propuesta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se presenta a la Secretaría de Energía, la Secretaría de Energía hace modificaciones con distintos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

criterios, también escuchando nominaciones de la industria y finalmente hay un Plan Quinquenal.

Entonces, una vez anunciado un Plan Quinquenal ya toda la industria conoce cuál es el plan de licitaciones para los próximos años. ¿Qué significa esto? Que ya en el Plan Quinquenal se conoce, desde el momento en que fue publicado ese Plan Quinquenal, cuáles son las áreas de Lutitas, en donde el Estado está previendo hacer licitaciones de contratos.

Entonces ya la industria sabe con anticipación, con años de anticipación, dónde el Estado está pensando lanzar una licitación de contratos de exploración y producción en Lutitas, de tal suerte que todo mundo sabe con antelación suficiente para que los posibles interesados puedan llegar y hacer distintos estudios.

Lo que si, y ésto lo que busca evitar es esto que usted señala, que de momento súbitamente el Estado diga, "voy a hacer una licitación aquí". Y nadie sabía que se iba a hacer una licitación ahí. Entonces, hay años de anticipación y de antelación para que la industria, quienes así lo deseen, hagan los estudios que consideren necesarios. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo para, nada más complementar esa parte, presidente.

En términos de Ley, lo que dice el artículo de la Ley de Hidrocarburos es que entre la publicación de la convocatoria ya de un proceso licitatorio específico y la fecha que se señale para la apertura de propuestas debe haber al menos 90 días. Ese es el plazo, que no es el caso específico de lo que decía el Doctor de una nominación, es un supuesto general. No puede haber menos de 90 días en ninguna licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario colegas? Bien. Licenciado Galindo, 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:



Comisión Nacional de Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

RESOLUCIÓN CNH.E.36.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la empresa Global Shale Plays, LLC., con número ARES-GLB-EU-15-8N9/1520, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial, en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo.

ACUERDO CNH.E.36.001/16

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 emite autorización a la empresa Global Shale Plays, LLC., con número de registro ARES-GLB-EU-15-8N9 para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, en términos del artículo 15, fracción II, de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio marino Hok-1.

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

Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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, por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, Claudio,
colegas. Buenas tardes.

El pasado 8 de julio recibimos la solicitud de parte de Petróleos Mexicanos para llevar a cabo esta perforación de un pozo exploratorio marino, que se encuentra frente a las costas del Estado de Tabasco. La asignación en la que se encuentra este pozo es la asignación AE-0019-Okom-02.

En la ponencia a mi cargo recibimos también el dictamen de la Unidad Técnica de Exploración, en específico de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración, la opinión jurídica correspondiente. De manera que si ustedes no tienen inconveniente, yo le solicitaría a nuestro Director General de Autorizaciones de Exploración, el Ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, que nos hiciera el favor de exponer pues la ubicación y las particularidades técnicas de esta solicitud de Petróleos Mexicanos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con gusto Comisionado. Con su permiso Comisionado Presidente.

La ubicación de este pozo que nos ocupa Hok-1 está en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco, a 37.5 km del Puerto de Dos Bocas, 7 km del pozo Oktan-1A, a 9.2 km del pozo Kuzaman-1.

Aquí podemos ver todos estos pozos que estoy mencionando en este momento y podemos ver que algunos son productores de gas y aceite, algunos de aceite, otros han sido cerrados por cuestiones mecánicas y algunos otros están invadidos de agua salada. Y mencionaba el Oktan, está a 7.2 Km este pozo, a 9.2 Km está el pozo Kuzaman-1, a 9.8 Yaabkan-1, a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

15.7 Keluk y a 18 Km el pozo Xux, que es uno de los más lejanos que está en esta parte de aquí.

El pozo como mencionamos es el Hok-1, tiene un número de asignación AE-0019-Okom-02, pertenece al proyecto de inversión Chalabil y al activo de exploración Aguas Someras. Este es un pozo denominado somero dado que está en un tirante de agua de 18 metros, cuyos objetivos geológicos consideran el Cretácico en un intervalo de 5,580 a 6,070 metros verticales bajo mesa rotaria y el Jurásico Superior en el intervalo de 6,250 a 6,750 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite súper ligero. El programa de perforación iniciaría el 7 de septiembre de 2016 y la terminación está fijada para el 15 de abril del 2017.

Dentro de las principales características del equipo de perforación está el que debe cumplir o debe tener una capacidad máxima de perforación de 9,144 metros para un Tirante de 122 metros. Y las conexiones superficiales, o sea las conexiones de control para esta localización, están definidas en 15,000 libras.

La columna geológica programada es que va desde el reciente hasta el Jurásico Superior, a una profundidad de 6,750 metros verticales bajo mesa rotaria. La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está considerada dentro de lo que se denomina el "proyecto Kuchkabal". Los costos de perforación y de terminación para este pozo para la primera, para la perforación es de 981 millones de pesos, la terminación en 357, lo que nos da un total de 1,338 millones de pesos para este pozo.

El objetivo de este pozo es incorporar reservas de hidrocarburos en carbonatos fracturados y dolomitizados del Cretácico, así como en bancos oolíticos dolomitizados y fracturados del Jurásico Superior. El recurso prospectivo que se estima en un valor medio de 95 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito geológico de 38% y una probabilidad de éxito comercial de 36%.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para abundar un poco en lo que es la probabilidad geológica es que esto se obtiene de multiplicar las probabilidades que se consideran de la ocurrencia de la roca generadora, de la roca de almacén, de la trampa, de la roca sello y de la dinámica del play. Si alguno de estos elementos es cero, entonces la probabilidad geológica es cero. Entonces no existiría la probabilidad geológica. En el caso de la probabilidad comercial es precisamente que el descubrimiento de hidrocarburos y que su extracción sea precisamente económicamente viable. Esto es lo que nos da estos parámetros y estos porcentajes que aquí se mencionan.

La clasificación de este pozo está definida como 01, que va en busca de una nueva acumulación. El hidrocarburo esperado es aceite súper ligero. La presión en el yacimiento se espera de 12,570 libras y en la cabeza del pozo de 9,625 libras. La temperatura es de 192 grados centígrados. El tipo de pozo será vertical con una profundidad programada de 6,750 metros bajo mesa rotaria. Este pozo por lo tanto es considerado de alta presión y alta temperatura, porque recordemos que el parámetro para alta presión tiene como mínimo 10 mil libras y para la temperatura 150 grados centígrados, que en ambos parámetros este pozo los sobrepasa.

La estructura principal de Hok es un bloque homoclinal levantado en el flanco este, producto de la evaluación tectónica de un cuerpo salino. Tiene una orientación noreste-sureste en su eje principal, norte-sur perdón en su eje principal, presenta un cierre contra sal hacia el sur y hacia el oeste, hacia el norte contra falla inversa y un cierre natural hacia el este. En esta parte nosotros estamos precisamente viendo la ubicación de este pozo, de esta estructura.

Dentro de los elementos de evaluación considerados, es que en cumplimiento de la normativa aplicable para la parte de impacto y de riesgo ambiental, pues consideramos lo que mencionamos como el proyecto Kuchkabal, el diseño del pozo cumplió las fases metodológicas de planificación, visualización, conceptualización y definición. O sea, ésta es una práctica internacional que se sigue.

Los resultados de los estudios geotécnicos y de riesgo somero sustentan la decisión de llevar a cabo la perforación del pozo Hok-1 en el sitio propuesto, definidos por sus coordenadas establecidas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Se esperan condiciones petrofísicas similares a las observadas en los pozos Xux-1, Xux-1-DL, Tsimin-1 y Tsimin-1DL, que son productores en los objetivos geológicos de esta localización propuesta. Por eso se encuentra que está bien aspectado el pozo como para ser productor.

OAK-T

El estado mecánico definido para el pozo Hok-1 es adecuado para las condiciones de la columna geológica por atravesar. El análisis de los eventos de perforación de los pozos cercanos a la localización Hok permitió calibrar la ventana operativa identificando zonas de riesgo, establecer medidas para la mitigación de los mismos y definir áreas de oportunidad de mejora en las prácticas operativas, lo cual se refleja en el diseño del pozo presentado. Y yo mencionaba la parte sobre todo de presión, de altas presiones, entonces las condiciones de las tuberías de revestimiento a las profundidades de estos objetivos geológicos están de alguna manera consideradas para evitar cualquier riesgo posible.

OAK-TREE

Las condiciones superficiales de control, que están fijadas en 15 mil libras, son adecuadas a la presión máxima esperada en el cabezal, que mencionaba que eran de 9,625 libras. Los equipos, materiales y herramientas programadas se juzgan adecuadas para la ejecución de las etapas del proyecto. La predicción de poro fue considerada precisamente a partir de la información sísmica y petrofísica calibrada con pozos de correlación. El lavado programado del pozo permitirá prevenir el daño a la formación y evaluar el potencial productivo, reduciendo la posibilidad de interferencia de elementos externos. Asimismo la selección de disparos de penetración profunda contribuirá en alcanzar el objetivo arriba señalado al puentear la zona con posible daño.

Se manifiesta que el diseño de la terminación cumple con las condiciones estimadas a nivel de los intervalos a aprobar, los cuales presentan – como mencionaba – condiciones de alta presión y alta temperatura. Los accesorios DST precisamente para esta prueba contemplados están acondicionados para ambientes abrasivos y amargos, por lo que se considera será posible a obtención de las variables necesarias para evaluar el potencial productivo de la formación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El taponamiento considera el obturamiento de los intervalos probados y establece las longitudes de cada tapón con cobertura suficiente para que cada TR en las secciones del pozo y las secciones críticas de las mismas esté cubierto.

Presentó su solicitud y documentación que cumple con las obligaciones establecidas por la regulación en vigor y se considera que con la perforación de este pozo se va a contribuir a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país, apoyar a la reserva de reposición de hidrocarburos en caso de ser exitoso y emplear las tecnologías y metodologías adecuadas para la perforación y terminación del mismo.

Como conclusión nosotros tenemos aquí precisamente el estado mecánico de este pozo, con la columna geológica, las condiciones de la tubería de revestimiento, con las consideraciones que nosotros veíamos de alta presión y de temperatura. Y se llega a la conclusión de que el análisis de la documentación técnica recibida, y considerando los elementos de evaluación descrita, se determina que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación del pozo Hok-1.

Eso es todo Comisionado Ponente y Comisionado Presidente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias Ingeniero. Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Puede ir a la lámina donde está la localización de ese pozo y algunos alrededor, le llaman mapa de la asignación. Ese es.

Nos comentaba Ingeniero Alcántara que Hok había sido correlacionado con Tsimin y con Xux. Y bueno, Tsimin-Xux es uno de nuestros mejores proyectos en el país. Pero me llama mucho la atención y me preocupa que alrededor de Hok están Oktan, esta Yaabkan, kuzam, Keluk. Seguramente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

están más cerca, pero han sido invadidos de agua salada y han tenido problema por accidentes mecánicos.

Entonces yo quisiera conocer un poco más de detalles de porque Hok tendría mayor posibilidad de tener un descubrimiento, incorporar reserva. Sin duda va a incrementar el conocimiento sobre el potencial de recurso prospectivo que tenemos porque puede ser que ahí no hay nada. Pero quiero ver si hay alguna otra razón por la cual éste que está alrededor de puro pozo malo pudiera tener altas probabilidades de ser exitoso.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Esa misma pregunta nosotros en la prevención la hicimos a Petróleos Mexicanos, precisamente con esas consideraciones.

Y entonces, no está aquí uno de los mapas que nos presentaron para esto, pero estructuralmente está representado más por los pozos Xux y Tsimin que por los pozos que encontramos acá. Aunque parece que en esta zona – como bien mencionaba el Comisionado, pues ninguno salió productivo, todos invadidos de agua salada o con accidente mecánico – en la parte estructural que nos presentaron para Hok tiene mejores aspectos y es más comparable con Tsimin y Xux que con estos pozos de los lados, precisamente por la elevación estructural en que estos pozos tienen.

Esa fue una de las razones por las que nosotros también lo vimos que pudiera ser correlacionable, porque como menciona también la distancia es mucho mayor hacia estos pozos, son 18, 20 kilómetros, en relación con los otros pozos que tienen siete kilómetros, que tiene seis kilómetros. Pero esa fue una de las razones porque la estructura que se tenía dentro de Hok en esta parte, la estaban considerando mejor aspectada que para los pozos de al lado. Pero esa es una definición de PEMEX. Eso fue la información que nos proporcionaron.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sin duda el mejor geólogo, el mejor estructuralista va a hacer la barrena. Cuando perforen el pozo, ahí se va a ver si realmente todas estas consideraciones existen y con eso poder afinar los modelos con los cuales estamos tomando la decisión.

Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahorita yo con la poca información que tengo pues se ve como que no. Pero si el operador y ustedes como especialistas técnicos de este tema consideran que tiene las mismas características de Tsimin y Xux, no tengo problema, pero hay que estar vigilantes sobre este pozo.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

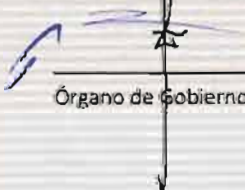
COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Es una pregunta relacionada a la zona presión anormal. La zona de presión anormal está ubicada abajo de un cuerpo de sal. Hay un cuerpo de sal de 3,910 a 4,250 metros.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Casi son 300 metros de sal. Abajo está la zona de presión anormal. Y se plantea que puedan utilizar densidades de hasta casi 2, 1.9 gramos por centímetro cúbico.

Estoy aquí viendo en la computadora el diagrama del pozo – seguramente lo pueden poner también allá – y se observa que la tubería de revestimiento de tres, cinco octavos pues precisamente lo que busca es aislar esa zona de la parte de arriba. Pero la de tres, cinco octavos la dejan a 3,920 metros. A lo mejor pues, a ver si lo puedo señalar aquí. Esta es la sal. Esta es la sal. La tubería solamente llega a profundidad del asentamiento de la tubería tres, cinco octavos es a 3,920. La pregunta es: La adherencia de cemento en la sal, es suficientemente buena como para solamente dejar 10 metros. ¿Por qué no bajar un poquito más? Porque tenemos 300 metros de sal.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Normalmente, y anteriormente se hacía, se decía que precisamente la cementación dentro de la sal no era lo suficientemente resistente y lo dejaban fuera de las tuberías de





Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

revestimiento. Actualmente no. Actualmente se busca que sea precisamente dentro de la sal para darle una mayor consistencia a las tuberías de revestimiento. Y el que realmente tenga 10 o 20 metros más no significa una mayor seguridad, siempre y cuando esta cementación sea dentro de la sal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Porque si hubiera una canalización a través de la tubería de revestimiento en la sal con esas densidades de 1.9 fracturaría la parte de arriba.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Esa es una de las razones por las que nosotros – no es este el caso, pero quiero hacer una relación de aguas profundas – de por qué caracterizar la sal en el Golfo de México. Porque una canalización solo se daría si nosotros tuviéramos sales de magnesio, sales de potasio, o sea, sales más solubles que lo que normalmente considera PEMEX como cloruro de sodio. Entonces ahí se podría dar esa canalización. Si esto es cloruro de sodio va a quedar perfectamente. Los núcleos de cloruro de sodio son compactos, muy resistentes, no va a haber ningún problema, sobre todo porque el tipo de fluido que utilizan están pensando que sea cloruro de sodio.

X
Esto que usted menciona Comisionado es totalmente cierto, si nosotros tuviéramos por ahí algunas intercalaciones, que son posibles, algunas intercalaciones de sales de potasio, de sales de magnesio, o sea, sales altamente solubles. Pero yo creo que ésto con la prueba de presión que se le hace finalmente a la tubería al finalizar su cementación, de alguna manera podríamos comprobar que se tiene un sello total.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces ese sería un punto crítico...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón, antes de que pases al segundo punto crítico, Comisionado. A ver.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es ese mismo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, ok.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sólo decía que ese es el punto crítico que hay que estar revisando en el momento que se llegue a esa profundidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque yo quisiera que me ayudaran a entender el punto que usted señaló. En la presentación a lo mejor lo hacemos más grande. A ver, entonces, a esta profundidad...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí hay sal.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tenemos sal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tenemos sal.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora si yo creo puedo decirlo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y abajo de la sal

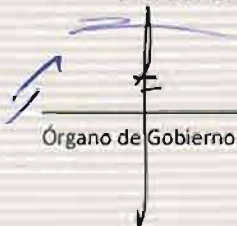
COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Tenemos una zona de presión anormal.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Precisamente, solamente la sal es la que la generó porque permitió que escaparan los fluidos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y la zona de presión anormal es bastante alta. Se requiere una densidad de casi 1.9 para poder mantener el control. Pero la densidad del lodo mantiene a los fluidos en su lugar dentro de la formación. Pero también lo puede fracturar. Entonces, la ventana operativa...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se hace muy estrecha ahí.



Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Se hace muy estrecha en la parte de arriba.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, aquí el riesgo es de que si tenemos una presión anormal...

OAK-TREE

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Abajo, la presión anormal está aquí abajo.

OAK-TREE

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que salga, que venga abajo de la sal...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 4,950 a 5,500.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La preocupación es que pudiera fracturar la cementación en este espacio anular entre esta tubería y esta otra.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No. Más bien por fuera. Porque la tubería todavía no está.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es que no llega hasta abajo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Cuando está pasando aquí, en esta posición, la única tubería que está cementada esta de aquí. Aquí es agujero descubierto. Este es el diagrama final, ya como va a quedar. Pero cuando viene por aquí esto esta descubierto y la densidad del lodo aquí en esta posición tiene que mantener los fluidos, esos que están en una presión anormal en su lugar. Pero acá arriba tenemos presiones de fractura que pudieran llegar...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, entonces, terminamos esta tubería hasta aquí. Estamos entrando a la zona de alta presión...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La zona que está debajo de la sal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aquí todavía no tengo estas tuberías y entonces estoy controlando con los lodos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Pero el lodo también puede fracturar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero puede fracturar, lo que me da un espacio, una ventana de operación muy cerrada y donde pues aquí un error puede hacer que se me venga la formación.

Si se me viene la formación, ¿Qué pasa? ¿Si los lodos no aguantan y se viene la formación?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si se llega a fracturar pues tienen un todo el control porque en ese momento pues paran la perforación y tienen que checar que fue lo que sucedió.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, pero déjame, vamos a poner, que calculé mal mi ventana de operación, ya de por si es bastante estrecha. Estas formaciones de alta presión vencen los lodos. ¿Qué pasa? ¿Esto se sube el cabezal?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay varios candados de seguridad. El primer candado de seguridad es cuando se cementa la tubería de tres a cinco octavos, se baja un registro de cementación, que es el que verifica realmente como fue la adherencia con las formaciones y el tubo.

Eso ya me da una seguridad de que no va a suceder nada. Mi pregunta era, es una cuestión como de química, ¿cuál es la adherencia del cemento con la sal?

Entonces lo que contestaba el Director es que es muy buena. Y entonces si es muy buena no hay la posibilidad de que pudiera canalizar y romper una formación por acá arriba. Porque si se canaliza por atrás de la tubería de revestimiento puede romper una formación más arriba. Pero si esto está bien sellado no hay ningún problema.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Entonces mi pregunta era, ¿por qué no en lugar de 10 metros pues 30 metros? Pero 10 metros es suficiente según la contestación del Director General.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y el riesgo de que te rompa la formación?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ya aislé, ya aislé. Precisamente las tuberías de revestimiento tienen la función de aislar las formaciones arriba de donde fueron presentadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Regresaba al punto original en donde esta presión vence el control de los lodos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, porque pueden subir las densidades sin ningún problema. Si en la superficie observan que hay un flujo, incrementan la cantidad de varita que tiene el lodo y le incrementan la densidad y mantienen todo en control.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero volvemos al punto de que esa ventana, ese margen de maniobra es reducido. Porque si llego genero mucha presión en los lodos, se puede ir los lodos más allá de la formación y afectar la formación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y fracturarla. Pero está dentro de la ventana operativa en esa parte. El único problema que se tendría es si fallara esa cementación en la parte de arriba.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Aquí hay una parte importante para esta parte que el Comisionado Presidente tiene todavía duda. En cuanto a que el peso del lodo, la densidad del lodo, impida que los fluidos de la formación salgan hacia el pozo o que podamos en determinado momento por la estrechez de la ventana operativa, podamos fracturar.

Aquí una parte muy importante es que normalmente después de que uno cementa una tubería se hace una prueba que se denomina prueba de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

goteo. Esa prueba de goteo me dice a mí la densidad con la que yo debo salir al agujero descubierto para evitar precisamente una fractura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, hay perforaciones, Director General y colegas Comisionados, pregunta, y me parece que es el caso en donde aquí es una petición de aprobación donde voy perforando, tengo los lodos y luego meto la tubería de revestimiento. Pero hay perforaciones en donde se hace simultáneo, ¿es correcto?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y no es el caso? ¿No debería, por lo que Usted señala Comisionado, para evitar este riesgo al mismo tiempo que estamos perforando, al mismo tiempo meter la tubería?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, no. Es otro tipo de problemática. Aquí se cementan tres, cinco octavos y abajo se cementan otra vez la de a 5,500 metros y se aíslan las formaciones. El yacimiento está más abajo. Entonces no hay problema de daño, porque nuevamente se puede volver a bajar la densidad porque ya fue aislado.

El perforar con tubería de revestimiento es una tecnología que permite bajar costos, incrementar el ritmo no de penetración, sino más bien, el de terminar más rápido el pozo. Pero tiene que tener esas características específicas, posiblemente pueda abundar más el Director General respecto a este tipo de perforaciones. También está el slimhole un tubo, pozos muy esbeltos, pero son mucho más baratos pero que finalmente no son muy adecuados para la producción porque después no podemos poner sistemas artificiales de producción. Tienen diferentes tipos de fines, vamos a decirlo así.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, precisamente porque las presiones de la misma formación, las condiciones de operación que se llevan, no permiten el uso de ese tipo de alternativas en este caso.

Pero realmente aquí no se observa ninguna problemática. Incluso ahí ustedes podrán ver – si subimos un poquito el estado mecánico – hay unos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

puntos rojos en donde precisamente... no, al revés, más abajo, en el estado mecánico. Ahí unos puntos rojos en donde precisamente los intervalos geológicos que se pretende acceder y precisamente tienen una tubería de protección para el caso de estas presiones que se esperan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Cuando esos intervalos se perforen se van a perforar con una densidad mucho más baja.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Por qué? Porque ya se aisló la zona de alta presión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Muy bien. Vamos a presentar varios pozos. No sé si los vamos a presentar y luego presentamos la propuesta de acuerdo Abogado General. O vamos acordando sobre cada uno.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Yo creo que lo prudente es, si no tienen inconveniente, que les señale la opinión jurídica de los cuatro y a medida que vamos viendo cada uno voy apuntando cada acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- En cuanto a la opinión jurídica, comentaría que en términos de la regulación vigente, una resolución que expidió este Órgano de Gobierno el 19 de agosto del 2014 para fijar los criterios para autorizar pozos, la perforación de pozos a Petróleos Mexicanos, la empresa cumplió en tiempo. Presentó con 40 días hábiles de anticipación, el 8 de julio empieza su trabajo hasta el 7 de septiembre.

Tiene una asignación previa, como lo decía el Ingeniero Alcántara, presentó, al igual que lo señala el dictamen técnico, toda la documentación que refiere esta resolución y los Lineamientos de la Secretaría de Energía,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a la que hace referencia la resolución sobre cuestiones de carácter técnico. Y finalmente, también junto con las autorizaciones de impacto y riesgo ambiental de las autoridades competentes. En tal sentido cumplió con los requisitos de Ley.

En cuanto a la competencia, esta Comisión es competente en cuanto a la Ley de Hidrocarburos, todo tipo de perforación de pozos de exploración requiere de autorización, lo que recoge la Ley de Órganos Reguladores y le da esa facultad a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y el Reglamento Interno de la Comisión le da la facultad de autorizar la perforación de pozos exploratorios a este Órgano de Gobierno.

De ahí que la opinión es favorable, no solamente en este caso, sino en los tres subsecuentes, en el sentido de que primero pues hay competencia – como lo había comentado – por parte de este Órgano de Gobierno. Segundo, que se está dentro de los plazos establecidos en la resolución para resolver. De hecho, en el caso que los ocupa, tenemos hasta el 19 de agosto. En los demás, la fecha más temprana es el día 16 de agosto. Y tercero, que se cuenta con los elementos técnicos de la unidad administrativa técnica competente, como lo acaba de explicar el Ingeniero Alcántara.

La única acotación es que se da la autorización respecto a las coordenadas solicitadas expresamente por Petróleos Mexicanos. Si hubiera un cambio de coordenadas, se requeriría modificar la solicitud, presentar una nueva solicitud y en su caso autorizarla. Con estos elementos, pondríamos a su consideración la opinión jurídica y la propuesta de acuerdo.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más ahí si hubo una revisión sobre la cantidad de pozos que le restan a cada una de las asignaciones petroleras, para ver si todavía el pozo que se va a adicionar, pues, entra dentro de la asignación petrolera o el plan de exploración que se aprobó. Nada más saber eso, valdría la pena. No sé si bien la parte técnica o tal vez en algún momento meterla a la jurídica para saber pues que debemos aprobar eso que está aprobado en un plan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, yo creo que como parte del proceso, si le estoy entendiendo bien Comisionado Franco, recordemos que con cada asignación de PEMEX – y lo mismo ocurre con los contratos – todas las actividades tienen que estar pues dentro del plan de exploración, el plan de evaluación o el de producción, también llamado plan de desarrollo. Y las actividades de los pozos que aprobemos, que presentemos a consideración de este Órgano de Gobierno, pues tienen que estar comprendidos en estos planes. No significa que la empresa no pueda modificar sus planes, por supuesto lo puede hacer. Pero si tenemos que llevar el orden de si se van a desviar del plan en algún sentido o en otro, de manera significativa, se tiene que revisar el plan.

Entonces yo creo que, como dice el Comisionado Franco, es un ejercicio que les pido colegas que hagamos continuamente, estar revisando que lo que estamos trayendo al Órgano de Gobierno es consistente con los planes.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- De hecho en el dictamen técnico ya aparece que está en el plan de exploración.

Y COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto, Director General. Entonces en este caso está confirmado y me sumo al punto señalado por el Comisionado Franco. Yo quisiera que lo podamos señalar de ahora en adelante siempre como algo ya rutinario. Nada más el verificar, el señalar que está dentro del plan. Y que el plan comprende tantos pozos y que este es uno de ellos.

Bien. Pasamos entonces a la propuesta de acuerdo. Licenciado Galindo, por favor..”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.36.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio marino Hok-1.

ACUERDO CNH.E.36.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio marino Hok-1, ubicado en la asignación AE-0019-Okom-02, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Chunculum-1.

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

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

Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Abogado. Comisionado Presidente, comisionados.

El pozo Chunculum-1 es un pozo terrestre que se encuentra en el Estado de Tabasco, está cercano a Comalcalco y a Paraíso y están esperando pues ya tener una producción si resultara exitoso de un aceite ligero de 33 grados API. El costo total de la perforación es de 54.5 millones de pesos.

Este proyecto, el yacimiento, lo ubican con la sísmica en una trampa de tipo combinada, donde hay una parte estructural y una parte estratigráfica y está compuesta por arenisca en sistemas de canales y barras de desembocadura. Este pozo es somero, tiene 1,762 metros, y haciendo la comparación con el pozo anterior en donde hablamos de presiones anormales, este pozo no tiene presiones anormales. Entonces solamente requiere tres tuberías de revestimiento para llegar hasta la profundidad total.

La verdad es que, bueno, ya iremos viendo los detalles, pero lo que quiero resaltar es que los tiempos que se tardan en el movimiento y en la perforación. El total de la perforación en la instalación es de 42 días, pero lo que más se tarda es en la instalación, en mover el equipo ahí tardan 20 días. La primera tubería de tres octavos la meten a 50 metros, la hincan, la van golpeando, la van metiendo hasta 50 metros, es la que sirve para poner todos los cabezales, la parte de los preventores. Y posteriormente introducen una tubería de nueve, cinco octavos y la tubería de nueve, cinco octavos, hace una desviación, hacen una terminación tipo "j", esto lo vamos a ver en la explicación del Director. Y entonces el pozo vertical queda a 500 metros de la profundidad a la cual va a estar perforado el pozo.

Es interesante. Pocas veces tenemos este tipo de pozo donde no hay presiones anormales. Y bueno, pues esto lo que genera son eficiencias en los costos y fundamentalmente en los tiempos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que vimos por ahí de la información que mandaron de Petróleos Mexicanos, es que utilizan el método Terzagui, en donde hace el cálculo de la presión de formación, considerando la presión de sobrecarga y la presión que soporta, el esfuerzo matricial que soporta la roca. Entonces en valores se estima que la máxima densidad es de 1.14, con respecto a 1.9 que era el pozo anterior.

Este tiene tres etapas, el Hok-1 tiene siete etapas. Este nada más tiene tres, son cosas interesantes que ahorita nos van a venir en la presentación del Director General, para lo cual, dicho estos comentarios, le solicito Director General que inicie con la presentación por favor.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con su permiso Comisionado Presidente. Como se mencionaba, la localización Chunculum se ubica a 15 kilómetros al noreste de Comalcalco, Tabasco; a 17 kilómetros al suroeste de Paraíso; y a cuatro kilómetros del pozo Tupilco-121 y a seis kilómetros del campo El Golpe. Y geológicamente se ubica dentro de la cuenca del Comalcalco, perteneciente a la provincia petrolera Sureste.

El pozo Chunculum-1 tiene como numero de asignación AE-0051-2M-Mezcalapa-01. Dentro del proyecto de inversión de Comalcalco, en el activo de exploración Áreas Terrestres. Dentro del objetivo geológico que se busca acceder es el Mioceno Superior, en un intervalo de 1,259 a 1,599 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite ligero y el programa de perforación daría inicio el 6 de septiembre y su terminación está programada para el 23 de octubre de 2016. O sea, como mencionaba el Comisionado Ponente, es alrededor de 43 días lo que se va a llevar la perforación de este pozo. Realmente es un pozo sin mayores problemas técnicamente en principio.

Las principales características del equipo que se va a utilizar: Debe cumplir con una capacidad máxima de perforación de 5,100 metros y preventores de 3,000 libras. La columna geológica programada es que va desde el Reciente hasta el Mioceno Superior a una profundidad de 1,659 metros verticales bajo mesa rotaria.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está precisamente regulada por el proyecto Guadalupe-Puerto-Ceiba. Los costos de perforación son de 31 millones de pesos y la terminación considera 23 millones de pesos, lo que nos da un total de 54 millones de pesos el costo de este pozo.

El objetivo es definir e incorporar reservas de hidrocarburos en areniscas de edad Mioceno Superior. El recurso prospectivo se estima en su valor medio de 24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico del 32% y una probabilidad de éxito comercial también del 32%.

Este pozo está clasificado como 01, o sea, va en busca de una nueva acumulación. El hidrocarburo es aceite ligero, ese es el hidrocarburo esperado. La presión que se espera en el yacimiento es de 2,275 libras y en el cabezal, digamos en la parte superior del pozo, de 696 libras. La temperatura esperada es 53 grados centígrados.

El tipo de pozo es desviado, lo que mencionaba el Comisionado, que a partir de una cierta profundidad se va desviando un número de grados en función del diseño que se vaya a dar. Y de 1,659 metros proyectados para perforarse verticalmente, se desplaza hasta 1,762 metros.

La localización Chunculum-1 se ubica en un bloque adyacente hacia el sureste del campo Tupilco, formando parte del alineamiento estructural de los campos Santuario-El Golpe-Tupilco y Castarrical. La trampa se definió como combinada en donde el componente principal es la estructural.

Dentro de los elementos que se consideraron para la evaluación de este pozo es que en principio se presentó la autorización para la perforación del pozo Chunculum, con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada para dar inicio a los trabajos de perforación. O sea, el 6 de septiembre que va a dar inicio.

Cuenta con la asignación vigente AE-0051-2M-Mezcalapa-01, que le permite desarrollar los trabajos de perforación del pozo exploratorio Chunculum-1. Con la autorización y perforación de este pozo se alcanzaran



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las metas físicas consideradas en su plan de exploración para el periodo 2016-2017, lo que hace un momento se comentaba para el pozo Hok.

Con la perforación de este pozo se pretende reclasificar reservas por 24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aceite ligero de 33 grados API, con una probabilidad de éxito geológico y comercial del 32% como mencionaba. Cuenta con la autorización en materia del impacto ambiental a través del proyecto Guadalupe-Puerto-Ceiba.

Para esta evaluación se utilizó el estudio sísmico Chuco-Colibrí, que fue desarrollado en 2004, el cual presenta buena calidad de acuerdo con estándares internacionales, permitiendo definir con precisión el comportamiento estructural y estratigráfico de la secuencia terciaria objetivo y documentarla con mayor probabilidad de éxito geológico petrolero.

Se realizó el análisis, integración y evaluación del sistema petrolero y se determinó que se encuentra bien fundamentado, estimando la probabilidad geológica total adecuada del 32%. Se determinó la estabilidad y control del pozo durante su perforación, considerando los eventos que se presentaron en los pozos de correlación y su impacto del desempeño, identificando las probables zonas de riesgo. Al respecto se establecieron acciones y recomendaciones metodológicas y tecnológicas enfocadas a mitigar el riesgo y mejorar las condiciones de perforación.

Con el lavado programado del pozo para prevenir el daño a la formación y evaluar el potencial productivo, se reduce la probabilidad de interferencia de elementos externos. Asimismo la selección de disparos de penetración profunda va a contribuir para alcanzar el objetivo señalado al puentear la zona con posible daño. Se empleará un aparejo de producción adecuado en cuanto a la profundidad de colocación del empacador para aislar los intervalos a probar, así como lo que respecta a instrumentos de medición y dispositivos de muestreo, por lo que se considera que se obtendrán las variables necesarias para evaluar el potencial productivo de la formación. Se presentó una solicitud y documentación que cumple con las obligaciones establecidas por la regulación en vigor y que se consideró con la perforación del pozo Chunculum-1. Se va a incrementar el conocimiento también del potencial petrolero. Va apoyar la reposición de la reserva de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos como ya se mencionó en el volumen descrito. Y se empleará las tecnologías y metodologías adecuadas para la perforación y terminación de este pozo. Para integrar la ventana operativa también se realizaron actividades como la construcción del modelo de velocidades de intervalos de la secuencias estratigráficas que atravesaría el pozo, concluyendo con valores de presión de poros normales en el Mioceno Superior de alrededor de 2300 psi, o sea 2300 libras, sin presentar zonas sobre presionadas. Apoyándose en lo anterior se considera que se mantendrá la integridad del pozo durante la perforación.

De acuerdo con las propuestas de diseños propuestas y de la opción seleccionada, se concuerda con la opinión de PEMEX, en el sentido de considerarla como la mejor para llegar al objetivo y lograr efectuar la prueba de presión-producción para el probable yacimiento en el Mioceno Superior. O sea, en el estado mecánico que vamos a presentar había otras propuestas de desarrollo para el pozo. Sin embargo, la que vamos a presentar es la que mejor aspectada estaba y por lo tanto coincidimos con Petróleos Mexicanos.

Los equipos, materiales y herramientas programados se juzgan adecuados para la ejecución de las etapas del proyecto pozo. Entonces, aquí está precisamente lo que mencionaba el Comisionado ponente, que era un pozo que tenía la primera tubería donde se hace, digamos, es la tubería conductora.

Y posteriormente se empieza a hacer el agujero vertical y se va teniendo, normalmente son alrededor de dos grados cada 30 metros lo que vamos desviando. Bueno, lo que Petróleos Mexicanos va desviando el pozo. Y así se va llevando hasta una profundidad desarrollada de 2,760 y tantos metros que se habían 1,762 que se habían programado. Como mencionaba también, aquí nada más tenemos después de la primera tubería cementado de tres, cinco octavos a 50 metros, una de nueve, siete octavos a 750 y terminamos con una de siete pulgadas a los 1762 metros.

Como observamos en la ventana operativa pues no hay precisamente algún elemento que pudiera presentar alguna presión anormal y por lo tanto el gráfico del tiempo para desarrollar el pozo, consideramos que es adecuado y que va a cumplir con el programa establecido.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo tanto de esa evaluación de la documentación técnica recibida, y considerando los elementos de evaluación que acabamos de describir, se determinó que no existían eventos geológicos, ni la integridad del pozo u operacionales, que vayan a limitar o que impidan el desarrollo de este pozo Chunculum-1.

Eso es todo Comisionado ponente, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias colegas. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un poquito nada más para enfatizar la parte de las probabilidades.

Este pozo está pegado al campo Tupilco. El campo Tupilco es productor y tiene ya una historia de varios años. Ese exploratorio está pegado a los otros campos. Eso da una gran certidumbre con respecto al conocimiento geológico. Pero el planteamiento de la prueba geológica, el mayor problema que ellos ven es el sello. Y no es el sello hacia la parte vertical, sino el sello hacia la parte horizontal. Si el sello está ahí, entonces van a encontrar, plantean 24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de aceite original y pues abren una expectativa para que sea comercial. Porque también lo que ellos plantearon es que si fueran dos millones de barriles, con esos comercian porque tienen toda la infraestructura de producción ahí ya lista. Pero el planteamiento es 24 millones. Entonces con un 10% de eso ya podrían, si fuera el hallazgo más pequeño, podrían hacerlo comercial. Entonces, pues deseamos que tengan mucho éxito en este pozo exploratorio.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, una pregunta. Cuando vamos – no vamos –, cuando el operador perfora un pozo desviado, sea cual sea su tipo, j, l, s, lo que sea, utiliza herramientas como el motor de fondo. Y esa herramienta cuesta pues considerablemente, no tan alto como el pozo, pero si cuesta. Mi pregunta es, ¿porqué no hacerlo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

vertical? Para que no lleve motor de fondo. ¿Por qué tiene que ser desviado?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Parece que hay una estructura por ahí geológica que impediría que se desarrollara de acuerdo al posicionamiento que se le dio, a las coordenadas iniciales, que se desarrollara vertical totalmente. Entonces, precisamente por eso lo está poniendo desarrollado. Quizá en esta parte se pueda – en la parte de la sección estructural, que precisamente nosotros vemos. Obviamente si vamos de las menores ventajas hacia las mayores, pues las partes azules sería el posicionamiento con menores ventajas. Luego la verde y lo amarillo. Y finalmente donde sería digamos la parte sustantiva sería en esta parte que está señalada en color rojo.

Entonces, una de las fallas que se ven en la sección estructural precisamente en una sección que no está representada en esta parte de aquí, se ve que atravesaría una falla si se siguiera en la parte vertical. Y por eso decidió desviarse.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahora estoy viendo la sección sísmica de la línea 1922. Ahí es donde se ve que podría atravesar una falla.

Y
DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Y por esto decidieron hacer este pozo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cortarla y seguirla. Aunque sea muy somero este pozo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Exacto. Esa fue la razón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría abundar más en un comentario.

Es interesante este pozo. Perforando con la barrera abajo solamente tiene siete días. Porque el proceso de perforación involucra sacar, meter, poner las tuberías de revestimiento en su posición. La parte arriba, la de 13, perdón, la de nueve, cinco octavos, que es donde tienen que meter el motor de fondo, tarda cuatro días. Y la de abajo tarda menos y es mucho más longitud, y es por las complicaciones que comenta el Comisionado Franco, siempre el motor de fondo tiene mucho mayor costo, es menos eficiente que estar haciendo la perforación rotaria de la superficie. Pero bueno, lo que se ve aquí en los tiempos es que es mínimo. Lo que tarda.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. No más es como curiosidad por qué no vertical.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por supuesto.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que estuvo muy clara la presentación de que el pozo no presenta ningún problema técnico y se ha hecho todo correctamente.

La duda que me sale es sobre no el árbol sino el bosque. O sea, este pozo va a costar el 4% de lo que costó Hok-1. Entonces, tú podrías perforar 25 pozos como este por lo que te va a costar el pozo Hok-1. Entonces la pregunta es: ¿No tendría más sentido ver el plan global de producción de esta asignación? Porque a la buena para hacer uno no tiene, digamos, "tú vas a hacer 10". Y no va a estar más de la mitad de lo que vas a gastar por Hok-1.

Entonces no deberíamos de revisar si tiene sentido el plan de producción en el sentido de cuántos pozos, en dónde los pozos, etc, dado que, si fijate, no más haz el cálculo, va a costar 54 millones y va a incorporar 24 millones de reservas. O sea, no importa, para que Hok-1 compitiera tendría que ser reservas enormes con éxito. Entonces, no deberíamos en alguna parte



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuestionarnos el plan de producción, más que si este pozo es muy bueno y técnicamente perfecto. Sino, si es parte de un esquema más grandote que tiene sentido.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Bueno, aquí en principio es un pozo exploratorio. Y precisamente como lo mencionaba el Comisionado Ponente, lo que se pretende es primeramente ver si realmente las expectativas son satisfactorias para tener un comportamiento similar al campo Tupilco, que ha resultado productivo. Por un lado.

Por otro, el pozo Hok-1, ese es un pozo somero, va a una distinta profundidad con otro tipo de condiciones para su desarrollo. Finalmente cada uno en su ámbito desarrollará o fundamentará esas expectativas para cada uno de los casos. La observación que usted hace es correcta, ¿verdad? Por qué no desarrollar esto en esta área donde cuesta tan poco y que es mucho más rápida, mucho más somera. Pero yo creo que eso lo va a decir precisamente este pozo.

Una vez que comprueben que este pozo saliera productor y que tuviera esas expectativas de 24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, su desarrollo quizá a la hora de ponerlo en la balanza sería para que PEMEX, dependiendo de las estrategias que tenga, pero la lógica diría que tendría que explotar esta área con mayores ventajas que el área de Hok, que representa mayores costos.

Pero eso ya sería la estrategia para la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-Sí, bueno. Quizá, lo que pasa es que quizá estamos viendo un poquito aislado. Yo me referiría a que todo esto, como bien lo ha mencionado el Comisionado Franco, está ligado a los planes. O, sea, todo esto está ligado a los planes, y está ligado a las asignaciones que tiene Petróleos Mexicanos que le fueron otorgados en la Ronda Cero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, digamos, la estrategia que se tiene desde lo que es la Ronda Cero, los planes de exploración, en este caso de todos estos planes que se vio como una estrategia global de lo que es la ronda cero. Y están desarrollando toda esa estrategia que se vio manejada en los planes respectivos.

Y simplemente como un dato técnico, agregando a todo lo que ya se ha dicho, en el caso de este tipo de pozos: Este tipo de pozos al finalmente son arenas, es Mioceno, y son quizá la productividad que se pueda tener en este tipo de pozos no es comparable a lo que se pueda obtener en la región de la zona de Campeche, en la parte somera. O sea, no se vio en específico, pero en la parte de los pozos someros de la zona de Campeche se está yendo a Cretácico, que Cretácico son normalmente yacimientos naturalmente fracturados, donde la productividad es por mucho mayor a lo que se puede tener en este tipo de pozos más someros y más terciarios.

Entonces, finalmente, digamos, es parte de una estrategia global y finalmente cada uno de los pozos tiene su respectivo objetivo, su respectivo volumen y finalmente su respectiva productividad del pozo. Y la productividad es lo que nos va a dar al final de cuentas la producción de cada uno de estos pozos. O sea, aquí no se dice qué producción va a tener cada uno de ellos. Pero si comparamos un pozo de la zona de Campeche, Cretácico, y sobre todo si se va a la brecha, no sé si fue Cretácico Superior, brecha, lo que se está planteando. Pero si se va, va a tener producciones mucho mayores a lo que puede tener un Terciario en lo que es la parte terrestre. O sea, digamos, ahí se podría tener algo más integral. Ese sería mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, creo que lo que menciona aquí la Doctora es muy importante. Pero entonces si tenemos más información a la hora de ver estos pozos, la probabilidad de éxito es 34%, las reservas prospectivas o lo que sea es tanto y su, en este caso, productividad es tanta. Para poder nosotros saber que estamos haciendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por otro lado yo siento que el hecho de que haya habido un plan con las asignaciones pues no lo graba en piedra. Pues a medida que tenemos más información vamos a ir corrigiendo todo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, INGENIERA CARMEN LAURA MORALES RECINOS.- Un último punto. La profundidad es de 6,900 en este otro y este es de 1,000...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no estoy diciendo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, INGENIERA CARMEN LAURA MORALES RECINOS.- Eso incrementa tiempo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No. No estoy diciendo que el otro este mal. El otro cuesta lo que cuesta porque se está haciendo correctamente. No tengo ninguna duda. Lo que digo es si yo tuviera 1,000 millones en la bolsa, ¿Cuál sería la lógica de inversión? O sea, estamos en un universo donde hay altos grados de incertidumbre. Entonces, la única acción que podemos para tomar decisiones es valores esperados, donde tenemos una probabilidad de equivocarnos como en cualquier cosa de alto riesgo. Entonces para nosotros decir, "si suena lógico", tendríamos que tener un poquito más de información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, gracias. Yo quería darle lectura al último párrafo del artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, que dice:

"La Comisión Nacional de Hidrocarburos ejercerá sus funciones procurando elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural en el largo plazo. Y considerando la viabilidad económica de la exploración y extracción de hidrocarburos en el área de asignación o del área contractual así como su sustentabilidad."

De manera pues que creo que el comentario del Doctor Moreira, si lo entendí bien, iría un poco en este sentido. No solamente analizar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

técnicamente cual es la estructura o el diseño del pozo sino – para eso ciertamente requerimos más información – también ver la viabilidad económica. No diría yo de ver este pozo contra otro de una asignación distinta, pero sí de la asignación misma. Simplemente como que creo que sí, sí resultaría importante hacer este análisis de viabilidad económica de las asignaciones y de los pozos pues que están dentro de una asignación. Es una atribución que creo que podemos llevar a cabo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, el punto del Doctor Moreira es muy atinado. Aquí el tema es la estrategia exploratoria, la que queremos para el país. Obviamente ir al mar es más caro. Puede ser mayor potencial, pero también puede ser más tardado su desarrollo y tener la producción ya convertida en reserva lleva mucho más tiempo.

En el caso de este pozo terrestre, es pozo somero, es fácil, parece que pinta que va a tener producción y si al lado hay campos que producen igual y hasta lo quieren poner a producir inmediatamente.

O sea, tenemos que trabajar un poco más en la información. Yo llevo varias sesiones diciendo, “los costos, los costos, ¿cómo están los costos?” Aunque no sean criterios de decisión para perforar o para autorizar la perforación de pozos. Pero yo creo que más adelante si tenemos que meter este tipo de criterios con la finalidad de ver el bosque como dice el Doctor y realmente empezar a apoyar un poco en dar comentarios para la definición de una estrategia exploratoria sustentada en algunos indicadores como éxito exploratorio, reserva que voy a incorporar, campos que pongo a producir inmediatamente. Alguno otro indicador que nosotros queramos en beneficio del país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Creo que por aquí había otra intervención. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Creo que es muy importante esta parte que tiene que ver con la productividad de los yacimientos. Porque tenemos ejemplos de yacimientos que tienen mucha



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reserva, pero tienen poca productividad, como puede ser Xicoltepec. O campos más chicos pero con alta productividad.

La productividad finalmente también tiene que ver con los costos. Es directamente proporcional. En la medida que un pozo tiene mayor productividad que puede aportar más aceite con una caída de presión específica, esa es la definición del índice de productividad; un gas tiene una caída de presión, va a ser posible generar pronósticos de producción. Y esos pronósticos de producción son los que nos dirían realmente que tan rentable fue el negocio.

Cuando estamos explorando, a verdad es que no tenemos una base firme como para decir cuál puede ser la productividad. Y no es válido decir que en el mar toda la productividad son de pozos de 5,000 barriles o más. Y que en tierra todos son menos de 2,000. No es cierto, o sea, no es blanco y negro. Pozos terrestres que son muy cercanos pueden tener productividades o gastos, vamos a decir no productividad, gastos, totalmente diferente porque dependen de la posición dentro del yacimiento. Es más, pozos dentro de un yacimiento pueden tener diferentes gastos, porque aunque comparten el yacimiento, están localizados con diferentes características petrofísicas. Y eso los hace diferentes.

Y Entonces el utilizar alguna información o solicitar alguna información de la posible productividad, porque nos dan la API por ejemplo. Pero realmente para que le atinen al API o para que le puedan atinar a la productividad en cualquier lugar del mundo es casi imposible por las grandes incertidumbres. No me estoy refiriendo a Petróleos Mexicanos, me estoy refiriendo a cualquiera que quisiera dar una productividad. Cuando se hace el análisis de rentabilidad y preguntan, "¿cuánto puede producir este pozo Los Tupilcos?", más o menos tenían como 700 barriles. Algunos de hecho tienen más, otros tienen menos, pueden ser de 200 hasta 900.

¿Cuánto le ponemos? Pues a lo mejor puede ser un medio, una media. Pero definitivamente no nos da la certidumbre total. Y un punto importante es: el 32% de la probabilidad de éxito. Parece que debería tener mucho más alto pues está pegado a campos donde hay aceite, es somero, tenemos casi todo en control, pero de todas maneras hay mucha incertidumbre.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces es sumamente complicado el poder tazar todos los pozos, pero lo que sí quiero concluir es que estoy totalmente de acuerdo con lo que dice el Doctor Moreira de que la estrategia exploratoria de cualquier operador tiene que ser revisada. Y generalmente lo que hacen es no poner todos los proyectos de un solo tipo, hacen terrestres, hacen marinos someros, algunos hacen shale, otros hacen gas, precisamente para generar una cartera robusta de exploración, de tal forma que puedan llegar a obtener las metas que se plantearon.

Entonces si el operador no está demostrando con los hechos que las metas se están cumpliendo, pues con más razón hay que revisar el plan, la estrategia de exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Esto que plantea el Doctor Moreira precisamente está considerado dentro de la nueva regulación, la que ya está en COFEMER. Estos son elementos que ahorita nosotros no tenemos información para poderlo hacer y la regulación no nos da para pedírselo al actualmente regulado, que es Petróleos Mexicanos.

Entonces, una vez que se apruebe la próxima regulación, en esa está considerado hacer ese tipo de análisis. Es más, es obligatorio hacerlo en este tipo de análisis, porque como menciona en la Ley y como está de alguna manera plasmado en estos lineamientos que serían.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General.

Yo me quiero sumar a esta reflexión que lanza el Doctor Moreira y que han secundado muchos de ustedes y que también desde el punto de vista legal el Comisionado Pimentel refiere. Es importante, y celebro esta visión panorámica que siempre tiene el Doctor Moreira, que nos lleva a ver el bosque.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí lo que estamos haciendo en este ejercicio es aprobando o no, según lo que resuelva este pleno, la perforación de un pozo en donde en el corazón – y como lo ha presentado el Director General Alcántara –, en el corazón del análisis está la integridad del pozo. Asegurarnos de que el pozo siga las mejores prácticas de la administración integral del pozo y que su integridad es robusta. Pero sin duda es motivo de análisis el pozo y surgen otras consideraciones en donde ya el objeto de la autorización nos queda pequeña para el análisis que se antoja hacer.

Pero yo celebro que lo mencione el Comisionado Moreira, porque yo sugiero colegas que lo hagamos.

Lo que el Comisionado Moreira está lanzando es que debemos de tener un análisis y una reflexión de portafolio de las actividades de exploración y producción del país. ¿Dónde es mejor invertir el dinero? Sabemos que las decisiones de inversión son de las empresas petroleras y son, en este caso de PEMEX, y cuando estamos hablando de un contratista es de la empresa petrolera contratista. No obstante, no debe de escapar de nosotros el tener los elementos, los indicadores, para analizar la optimalidad de las inversiones que ocurren en México.

¿Cuál es la lógica? La intuición la lanzaba muy bien el Doctor Moreira. Yo hago tantos proyectos de exploración y producción de tal suerte que, ajustando por riesgo, me cuesta lo mismo generar un barril más de reservas en Cantarell con un proyecto de recuperación mejorada que un barril nuevo en aguas profundas de exploración. Ajustado por riesgo, el peso invertido me debe dar lo mismo si invierto un peso más en Cantarell para en un proyecto de EOR obtener un barril ahí o uno de exploración o uno de producción en Ku-Maloob-Zaap.

O sea, al final si estoy encontrando proyectos unos más rentables que otros, bueno, pues ahí voy acomodando el dinero primero, de tal suerte que voy agotando siempre los proyectos más rentables y al final tengo muchos proyectos. Pero más o menos ajustando por riesgo tengo la misma rentabilidad en todos. ¿Qué tanto se cumplirá eso en nuestro portafolio en México de exploración y producción? Pues es una pregunta yo creo muy interesante que la lanza el Doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Yo les ofrezco que apoyados por el equipo de estudios económicos de la Comisión y con los ingenieros, podemos – si bien no tener un ejercicio de optimalidad de portafolio en breve – si traer aquí a la mesa algunos indicadores que nos den luz Doctor de cuáles son esos campos más rentables por peso invertido. Tiene sus complejidades técnicas como han señalado aquí los doctores. El poder establecer, es un barril esperado cuando hablamos de exploración sujeto a una serie de riesgos.

Pero si podemos generar unos indicadores que nos den luz a nosotros y a los ciudadanos de cómo está el portafolio de exploración y producción del país, dónde están las zonas más rentables, dónde hay espacio para más inversión, dónde parece que estamos en el límite de la rentabilidad. Yo creo que es un ejercicio muy sano que nos va a ayudar, porque tengamos presente que si bien la política de exploración y extracción como debe de ser es decisión de la Secretaría de Energía, a nosotros la Ley nos manda a ser asesores en materia de política de hidrocarburos, de tal suerte que la primera propuesta del plan quinquenal surge de este Órgano de Gobierno. Para cada Licitación tiene que haber una propuesta de áreas contractuales que sale de este Órgano de Gobierno.

Entonces, por Ley somos los asesores técnicos del Gobierno Federal en materia de política de hidrocarburos, por tanto en materia de políticas de exploración y producción, entonces este tipo de, poder contestar lo que usted apunta Comisionado es fundamental. Entonces si ustedes me lo permiten, me llevo la tarea para que el equipo nos ayude a generar algunos indicadores de rentabilidad del portafolio que tiene el país en materia de exploración y producción. Y nos va a tirar luz a nosotros también para poder complementar las decisiones que por Ley nosotros damos opinión técnica a la Secretaría de Energía en este tema.

Y luego el Comisionado Pimentel señala algo muy interesante que también es bueno. La Ley nos obliga a ver la asignación. Aquí estamos viendo el pozo porque hay una responsabilidad particular del pozo, que es un punto nodal clave en donde tenemos que cuidar la integridad de los mismos.

Pero el Licenciado Pimentel, el Comisionado, lanza el tema de, bueno, la Ley nos está obligando a ver las asignaciones y que estas tengan el mejor desempeño en materia de factura y recuperación dada las condiciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económicamente viables. Es algo que hacemos, que el equipo está haciendo, y que vamos generando información y la vamos poniendo en la página de internet. Pero yo creo, si ustedes me lo permiten, obviamente cuidando los espacios y los tiempos de este Órgano de Gobierno, ir trayendo aquí al Órgano de Gobierno el seguimiento como un reporte periódico. Digo, habría que espaciarlo y distribuirlo, son muchas asignaciones. Pero que podamos ir haciendo segmentos de cómo van las asignaciones.


Por ejemplo: ¿Cómo van las asignaciones de gas no asociado en el activo Burgos? ¿Qué desempeño han tenido? ¿Qué fue lo que se estableció en la Ronda Cero? O sea, poderle dar aquí un seguimientos con ustedes yo creo que cumple también, digo, el equipo lo hace, estamos generando reportes en la página de internet, pero yo creo que debe ser algo que eventualmente ustedes puedan ver y comentar en el Órgano de Gobierno.

Entonces, si me lo permiten lo estaré proponiendo, siendo muy respetuoso con los tiempos de este Órgano de Gobierno, porque son muchas asignaciones, es mucho el trabajo de seguimiento que se hace.

✓ Pero buscando algo cuestiones ejecutivas muy sucintas, si traer al Órgano de Gobierno el seguimiento de las asignaciones. Que también por Ley es responsabilidad de la CNH administrar las asignaciones. Muy bien. Algún otro comentario en relación con este segundo pozo exploratorio. Bien. Licenciado Galindo, 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:

RESOLUCIÓN CNH.E.36.003/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Petróleos Mexicanos la perforación del pozo exploratorio Chunculum-1. 



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.36.003/16

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 Petróleos Mexicanos, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Chunculum-1, ubicado en la asignación AE-0051-2M-Mezcalapa-01, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio terrestre Valeriana-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Sergio Pimentel Vargas, 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.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Claudio, colegas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Este, al igual que el pozo que recién aprobamos, el Chunculum-1, es también un pozo exploratorio terrestre, es un pozo que igualmente se ubica en el estado de Tabasco. Si bien la asignación petrolera es distinta. Este pozo se ubica en la asignación AE-60M-Mezcalapa-10. El costo respecto al pozo recién aprobado es prácticamente 10 veces mayor, habríamos de verlo a detalle. Y bueno, ya lo adelantaba nuestro abogado, contamos con la opinión jurídica, contamos con el dictamen del área de exploración. De manera que si les parece bien yo le pediría al Ingeniero José Antonio Alcántara que nos pudiera exponer las cuestiones técnicas, no jurídicas, digamos, de este pozo. Por favor Ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con gusto Comisionado. Con su permiso Comisionado presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- La localización Valeriana se ubica a 6 kilómetros del pozo Nikib-1, a 18 kilómetros al noreste de Villahermosa. Geológicamente se ubica en la cuenca de Comalcalco, la cual pertenece a la provincia petrolera Sureste.

Valeriana-1 tiene como número de asignación AE-0060-M-Mezcalapa-10, dentro del proyecto de inversión Comalcalco, en el activo de exploración Áreas Terrestres. Los objetivos geológicos que se pretenden explorar son el Cretácico, en el intervalo de 4,859 a 5,467 metros verticales bajo mesa rotaria y el Jurásico Superior es a 5,649 a 6,209 metros verticales bajo mesa rotaria. El hidrocarburo esperado es aceite ligero.

El programa de perforación iniciaría el 6 de septiembre de 2016 y la terminación de pozo sería el 4 de julio de 2017.

Dentro de las principales características que el equipo de perforación debe cumplir, debe tener una capacidad máxima de perforación de 8,000 metros y conexiones superficiales de 15,000 libras. La columna geológica



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

programada va desde el reciente hasta el Jurasico Superior Kimmeridgiano, a la profundidad de 6,209 metros verticales bajo mesa rotaria.

El costo de perforación para este pozo es de 417 millones de pesos y la terminación de 73 millones de pesos, dándonos un costo total de 490 millones de pesos.

El objetivo del proyecto pozo Valeriana-1 es incorporar reservas de hidrocarburos en carbonatos del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El recurso prospectivo estimado en su valor medio es de 87 millones de barriles de petróleo crudo equivalente asociado a una probabilidad geológica del 45% y una probabilidad comercial también del 45%.

La clasificación de pozo: esta clasificado como 01, en busca de una nueva acumulación. El hidrocarburo esperado aceite super ligero. La presión de yacimientos se espera de 11,502 libras y la presión en el cabezal – o sea en la parte superficial del pozo – de 7,607 libras. La temperatura es de 160 grados centígrados. El tipo de pozo es desviado, como mencionábamos va en su posición vertical de 6,209 metros y su posición de desarrollo a 6,462 metros. Este es un pozo también de alta presión y alta temperatura, precisamente por estos datos que acabo de proporcionar.

La localización Valeriana-1 es parte del alineamiento estructural del campo Terra, con una orientación preferencial noroeste-sureste, dividido por cuerpos de sal en su posición central, que es esta parte que está aquí. Y oriental, limitada al suroeste por buzamiento natural, al norte por un cuerpo de sal y al este por falla inversa.

Dentro de los elementos de evaluación, como hemos mencionado para los otros pozos, Petróleos Mexicanos presentó su solicitud para la perforación del pozo Valeriana-1, con al menos 40 días hábiles de anticipación a la fecha programada, como señalan los lineamientos, para dar inicio el 6 de septiembre del 2016. Que PEMEX cuenta con una asignación vigente, que es la AE-0060-M-Mezcalapa-10, lo que permite desarrollar trabajos de perforación de este pozo exploratorio.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El diseño del pozo cumplió las fases metodológicas de planificación, visualización, conceptualización y definición con la aplicación de las prácticas internacionales. El estado mecánico propuesto para desarrollar este pozo es adecuado para las características de la columna geológica por atravesar. La máxima presión esperada en el cabezal del pozo para Valeriana-1 es de 7,600 PSI, la cual podrá ser soportada por las capacidades consideradas para el equipo de control a utilizar que, como habíamos mencionado, tiene una capacidad de 15,000 libras. Los pozos productores Xen-1DL, Ní kib-1, Azniche-1 y Terra-114-ST respaldan la identificación de las fasies para el objetivo Cretácico de la localización Valeriana.

Los pozos cercanos Navegante-1, Terra-1 y Azniche-1 respaldan la identificación de las fasies para el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano, los cuales presentan condiciones de porosidad y permeabilidad adecuadas para la acumulación de hidrocarburos. La trayectoria del pozo se basa en el estudio de sistemas fracturados del Mesozoico, en el cual Petróleos Mexicanos identificó dos sets conductivos con tendencia preferencial: Noroeste-sureste y noroeste-noreste, proponiendo una trayectoria que intercepte de manera perpendicular dichos sets de fractura.

El análisis de los eventos de perforación de los pozos de correlación cercanos a la localización Valeriana permitió calibrar la ventana operativa, identificar las zonas de riesgo y establecer medidas para la mitigación de los mismos, así como definir áreas de oportunidad de mejora, las prácticas operativas, lo cual se refleja en el diseño de pozo presentado.

La predicción de presión de poro fue calculada a partir de la información sísmica y petrofísica, calibrada dentro de los pozos de correlación, aplicando los métodos estándares que se utilizan en la industria.

Aquí, nosotros podemos ver en la siguiente lámina el estado mecánico precisamente del pozo y el pozo a desarrollar a partir de los 4,029 metros en donde se va a segmentar la última tubería vertical de tres, cinco octavos. Y posteriormente vendrán tres, una de once, siete octavos, a los 4,968 de metros desarrollados, otras de nueve, siete octavos, a 5,775 y la última de siete pulgadas a los 6462 metros. Entonces, dentro de esto nosotros hemos visto que la evaluación de esta documentación, los elementos de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

evaluación que acabo de mencionar, pues se estima que la perforación del pozo Valeriana-1 no va a tener problemas en su desarrollo.

Y únicamente quisiera comentar que este pozo ya fue autorizado en anterior ocasión para ser desarrollado. Petróleos Mexicanos no lo desarrolló en los 120 días que la autorización le otorgaba ni tampoco dentro de, pidió una prórroga de 60 días, que finalmente decidió no concluir y pidió que se suspendiera la prórroga y a través de un comunicado presento la solicitud de hacer un nuevo requerimiento para la perforación de este pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director General. Cuando, esta solicitud ya la había presentado PEMEX. Si estoy entendiendo Comisionado ponente, Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, debí decirlo al principio. Una disculpa. Este pozo había sido ya autorizado el 9 de febrero pasado. Petróleos Mexicanos recibió la autorización para llevar a cabo la perforación como comentaba el Director General, no iniciaron los trabajos en tiempo; previendo eso solicitaron una prórroga de 60 días más. Estando corriendo este plazo solicitaron dejar sin efecto la prórroga y presentaron una nueva solicitud el pasado 11 de julio. Es una solicitud que ya habíamos autorizado el 9 de febrero y que de nueva cuenta presenta hoy Petróleos Mexicanos. Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias entonces, ya se había presentado a este Órgano de Gobierno. Había sido resuelto favorable. Se vencieron los plazos de la autorización y ahora Petróleos Mexicanos los presenta nuevamente.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Precisamente tiene que ver con la planeación de la exploración. Está retrasado 6 meses porque si fue



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el 9 de febrero autorizado por la CNH, seguramente estaba planeado para perforarse en marzo y ahora va a ser perforado en septiembre. ¿Cuál es la razón?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- La idea de esto es que el recurso que se tenía para este pozo se utilizó para otras localizaciones mejor aspectadas y por eso éste se había dejado de lado. Pero ahorita están retomando nuevamente porque son áreas que les interesan explorar y las están retomando nuevamente para este trimestre que está por iniciar para ellos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Bien, algún otro comentario con relación a este pozo que ya se había presentado a este Órgano de Gobierno. Bien. Licenciado Galindo, por favor demos 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.36.004/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio terrestre Valeriana-1.

ACUERDO CNH.E.36.004/16

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite autorización para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Valeriana-1, ubicado en la asignación AE-0060-M-Mezcalapa-10, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio terrestre Terra-2DL.

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

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

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias presidente, compañeros Comisionados.

Esta es una solicitud que tiene muchas similitudes desde el punto de vista jurídico con el caso que acabamos de ver del pozo Valeriana, porque de igual forma autorizamos ya esta perforación el 9 de febrero de este año, Petróleos Mexicanos tenía un plazo para poder llevar a cabo las actividades de perforación que se vencía en junio, el 7 de junio de este año, y antes de que feneciera este plazo presenta una solicitud de prórroga, la cual fue autorizada en estos términos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Sin embargo, al igual que la autorización que acabamos de ver, renuncia a ese plazo adicional e inicia un procedimiento nuevo a partir de la solicitud que nos hace el día 11 de julio pasado. Entonces, en razón de esto, pues la similitud con la autorización anterior es prácticamente igual.

Estamos hablando de un pozo que se ubica en el campo Terra, que fue descubierto en 2009. Este campo Terra tiene ya dos pozos, un primer pozo que es un pozo que está denominado pozo Terra-1, que ha sido exitoso y un segundo pozo que es el Terra-1DL, que también resulto exitoso.

Adicionalmente puedo mencionar que con la autorización que hicimos hace un momento del pozo Valeriana más este adicional, estaría cumpliéndose con una parte del programa mínimo que está contenido en la asignación cuando fue otorgada en Ronda Cero. Es decir, el programa mínimo de trabajo establece que el número de pozos a perforar será de cuatro, acabamos de aprobar uno, este sería el segundo.

Entonces, para efectos de conocer las características específicas y técnicas del proyecto, le pediría al Director General de Autorizaciones de Perforación nos hiciera la explicación correspondiente.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con gusto Comisionado ponente, con su permiso Comisionado Presidente.

La ubicación de este pozo, como podemos ver aquí este es el pozo que se acaba de aprobar (Valeriana-1), el pozo que nos ocupa en este momento es el Terra-2 como mencionaba el Comisionado ponente, y tiene como antecedente el pozo Terra-1DL y Terra-1, ambos productores de aceite y gas. Por eso se espera que en esta zona se confirme esa posibilidad.

La localización Terra-2 se ubica a un kilómetro del pozo Terra-1DL y a 1.5 kilómetros del pozo Terra-1 y a 22 kilómetros al noroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El pozo Terra-2DL, con número de asignación AE-0060-M-Mezcalapa-10, pertenece al proyecto de inversión Comalcalco y al activo de exploración Áreas Terrestres.

Los objetivos geológicos son dos: en el Cretácico, en el intervalo de 4,262 a 4,862 metros verticales bajo mesa rotaria y el Jurásico Superior de 5,212 a 5,912 metros verticales bajo mesa rotaria. El hidrocarburo esperado es aceite súper ligero.

El programa de perforación está programado para dar inicio el 6 de septiembre de 2016 y su terminación programada para el 8 de abril de 2017. Las principales características que el equipo de perforación a utilizar deberá cumplir es una capacidad máxima de perforación de 6,800 metros y conexiones superficiales para el control de este pozo de 15,000 libras.

La columna geológica programada va desde el Reciente hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano a una profundidad de 5,900 metros verticales bajo mesa rotaria. La normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está referida al proyecto Guadalupe Puerto-Ceiba.

Los costos de perforación están determinados en 427 millones de pesos y de terminación en 101 millones de pesos, lo que nos da un total de 528 millones de pesos el costo total de este pozo.

El objetivo que este pozo tiene es delimitar el campo Terra en el bloque sureste y reclasificar una reserva de 27 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de posible a probable, así como incorporar una reserva de 80 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La probabilidad de éxito del delimitador para el objetivo Cretácico es de 45% y para el objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano es del 45% también. La clasificación del pozo es 03 delimitador del yacimiento. El hidrocarburo esperado es aceite super ligero. La presión esperada en el yacimiento es de 11,786 libras y en el cabezal de 7,963 libras.

La temperatura es de 138 grados centígrados. El tipo de pozo es desviado, que va de la profundidad programada vertical de 5,912 metros verticales



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bajo mesa rotaria a una profundidad desarrollada de 6,026 metros bajo mesa rotaria.

El campo Terra está ubicado en un bloque homoclinal con orientación noroeste-sureste; en el extremo suroeste del campo Terra, en un bloque separado por una falla de desplazamiento lateral con sal en su plano de falla. Dicho bloque se caracteriza por ser un homoclinal orientado noroeste-sureste, limitado en su porción este por una falla inversa con esfuerzo principal en dirección noreste. Esta es la parte donde se encuentra la sal que estaba yo mencionando y esta es precisamente la trayectoria de este pozo que se va a desarrollar.

Dentro de los elementos que se consideraron para la evaluación, como el pozo que anteriormente nos ocupó, es que presentó la autorización para la perforación con al menos 40 días hábiles, que cuenta con una asignación que le permite desarrollar los trabajos de la perforación; que el diseño cumplió con las fases metodológicas de visualización, conceptualización y definición; que de acuerdo con las opciones propuestas y la opción seleccionada también estuvimos de acuerdo con Petróleos Mexicanos con la opción que ellos habían seleccionado de esas tres propuestas planteadas inicialmente; que dentro del cumplimiento de la normativa en materia ambiental, fue autorizado a través del proyecto Guadalupe Puerto-Ceiba; que se identificó las fasies para el objetivo Cretácico a partir de los pozos productores Terra-123, Terra-1DL y Terra-114.

Con el análisis de riesgo operativo presentó y planteó las acciones preventivas y contingentes. Presentó características de conexiones superficiales de control y preventores adecuadas a las presiones esperadas en la perforación y prueba del pozo. Recordemos que es un pozo de alta presión, no de alta temperatura.

Efectuó la predicción de presión de poro a partir de información sísmica y petrofísica y calibrar con los pozos de correlación aplicando los métodos estándares en la industria. Consideró el empleo de equipos y materiales y herramientas los adecuados para llegar a los objetivos del pozo planteado. Y que satisfizo los requisitos establecidos por la regulación actual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, con estas consideraciones de estos elementos de evaluación, con la documentación recibida por Petróleos Mexicanos, la Dirección General de autorizaciones de exploración, en el aspecto técnico, considera que no debe de haber mayor problema para perforar este pozo adecuadamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y como señala el Comisionado Acosta, este pozo ya se había presentado a este Órgano de Gobierno.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Esto es todo Comisionado ponente, Comisionado Presidente

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas, ¿alguna observación? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, yo creo que el campo Terra es un caso de éxito importante. Este yacimiento fue descubierto hace 7 años, en 2009. El primer pozo produjo 7,943 barriles de por día. Y eso que no se ven las grandes diferencias cuando se comparan con pozos marinos que posiblemente puedan llegar a tener eso o menos. Entonces no hay una relación directa que si es terrestre no va a tener tanta producción.

Esta parte del pozo 2DL habría la posibilidad de una extensión todavía de la reserva del yacimiento. Y también por otro lado, la noticia buena es que es aceite ligero. La verdad es que a lo mejor mucha gente se acuerda de Terra, pero no por el éxito que resultó la exploración y el desarrollo del campo en poco tiempo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, Comisionada, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá nada más retomar las observaciones que se hicieron en el Terra, en el anterior evaluación, autorización. Y lo que se refiere precisamente lo que no se recuerda de Terra o lo que se recuerda de Terra, que fue el descontrol del pozo 123. Y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yo creo que ese tiene que ver directamente con la parte de integridad que se debe tener por ser un pozo de alta presión.

Y yo creo que deberíamos de retomar las precisiones que se hicieron en la autorización anterior respecto a las medidas – no tanto de seguridad – operativas de integridad del pozo. Y, si no mal recuerdo – o sea, lo estoy diciendo de memoria, pero rectificar – este de nuevo es un caso de los tantos que hemos pasado en Órgano de Gobierno, en el cual cuando se tiene una estructura diferente a un campo ya descubierto, le ponen el mismo nombre. Entonces hay una confusión fuerte. Volvemos a decir Terra, pero si Terra ya está en desarrollo y en realidad es una estructura que está con los mismos objetivos pero está en una estructura aledaña, digamos, al campo que se está delimitando en este momento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se llama Terra, pero es una estructura al sureste y en todo caso es otro yacimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Del yacimiento que ya está en desarrollo y que está en producción inclusive. Entonces, si nosotros lo manejamos como Terra delimitador, luego nos viene a la mente pues el Terra-123. Y el Terra-123, por el que recordamos del campo Terra fue precisamente un pozo que se descontroló.

Entonces, si nosotros lo manejamos, el campo Terra – no funciona esta cosa, si alguien lo maneja – pues es este. Este es el campo que ya está en desarrollo y el que se está delimitando es una estructura al sureste que, está delimitando apenas. Entonces la confusión es que lo llaman igual.

Entonces lo llaman Terra y son dos estructuras que con nuestros nuevos lineamientos va a ser obligatorio que lo llamen de diferente manera.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Ponente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno, también atendiendo a la memoria de aquella autorización.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Según recuerdo la exposición que nos hizo el área técnica, PEMEX lo presenta como un área con una misma estructura, a pesar de que aquí en la discusión se mencionaba muy bien por parte de la propia Doctora de que se trataba de dos estructuras diferentes. Sin embargo PEMEX lo presenta como una sola estructura.

Nada más como un dato de aquella misma discusión. Pero bueno, es muy válido de tratarse de dos estructuras que la identificación del pozo no nos confunda para efecto de saber a qué estructura corresponde.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ. No nos da esto también la idea de que es otro tema que tenemos que ver como se nombran los pozos. Porque si nosotros dejamos que cada operador ponga su nombre pronto se nos va a hacer una confusión muy grande.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.-En los nuevos lineamientos Doctor ya está esa parte normada

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Respecto a esto de los nombres, aquí hay cierta claridad de que posiblemente sean dos yacimientos diferentes, que no hay conductividad hidráulica.

Pero en otros casos la verdad es que es muy difícil interpretar si eso es al 100% cierto. Entonces, hasta que no se perfore es que se va a poder definir si es la misma estructura, si es una estructura diferente. No recuerdo. Posiblemente la Doctora Alma América recuerde, o el Ingeniero Alcántara, si los lineamientos tienen la posibilidad de que yo le llame Terra-2L y después le pueda cambiar al nombre. ¿O ya es incambiable el nombre?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No. Si se van a considerar de acuerdo a la estructura.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Nada más el nombre se puede cambiar más adelante?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, sí. Si se perfora y se demuestra que estructuralmente no son compatibles sí se puede hacer esa definición.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No estoy seguro de eso, porque el que lo esté perforando está generando facturas, está generando servicios a nombre de un pozo. Entonces así cambiarle el nombre nada más, cambiar todas esas facturas del operador. Digo, aquí en papel si lo podemos mover, pero administrativamente no estoy muy seguro que se pueda.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, posiblemente donde incida verdad en la parte de contratos, en la parte legal, tendría que verse también esa parte. Pero lo que nosotros habíamos manejado en cuanto al pozo en sí era dejar clasificado totalmente el pozo de una manera adecuada. No vimos esa parte legal, eso es cierto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso es así, si el pozo descubridor es de aceite, es de gas, si esta taponado, si fue invadido de agua salada. Eso sí, la clasificación sí. Pero el nombre, eso sí que no.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿No pudiéramos nosotros hacerle la sugerencia? El pozo esta aprobado, está correcto, técnicamente también, no más cámbiale el nombre porque es un nombre que lleva a la confusión. Ahora, a mi si me preocuparía que de repente estuviera un nuevo operador que nombrara el pozo Hopkin-2, 2013. O sea, tiene que tener reglas de nombres...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Están previstas.

Están previstas en dos sentidos. Hay una nomenclatura internacional de como clasificar los pozos y también se hicieron provisiones en la regulación que la CNH está por emitir en cuanto al tipo de nombres que también se pueden utilizar para yacimientos y pozos, estableciendo únicamente validos nombres en español y lenguas autóctonas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado General.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ.- Únicamente hacer la precisión en relación con el cambio de nombre. Si técnicamente procediera, habría que verlo en el contrato señor Comisionado, porque pudiera darse la subrogación. O sea, finalmente con un aviso de cambio de nombre a quienes son los acreedores o la contraparte podría subsanarse. Pero lo más relevante es que conforme a los lineamientos técnicamente proceda.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. ¿Alguna otra observación? Bien. Licenciado Galindo, por favor demos lectura a la propuesta de acuerdo."

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

Órgano de Gobierno

Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria

15 de agosto de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.36.005/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Petróleos Mexicanos la perforación del pozo exploratorio terrestre Terra-2DL.

ACUERDO CNH.E.36.005/16

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 Petróleos Mexicanos, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio terrestre Terra-2DL, ubicado en la asignación AE-0060-M-Mezcalapa-10, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.6 Modificaciones a las Bases de Licitación de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.

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, Director General de Licitaciones de la Comisión.

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
Director General.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ
MAGAÑA.- Gracias. Muy buenas tardes Comisionados.

Con relación a la licitación CNH-R01-L04/2015, cuarta convocatoria, someto a su consideración las siguientes modificaciones: la primera de ellas sería en el calendario y eso sería con el propósito de darles un poco más de tiempo a los interesados de poder formular solicitudes de aclaración con respecto al acto de presentación de ofertas, adjudicación, fallo y contratos.

Actualmente las bases prevén que el límite para que ellos formulen pregunta es el próximo 17 de agosto. Estamos proponiendo que sea hasta al 22 de agosto, considerando que la publicación de la versión final de bases esta prevista para el 24 de agosto.

Otras precisiones que se someten a su consideración, y que fueron formuladas por el Fondo Mexicano del Petróleo, son las siguientes: Se propone eliminar – como ustedes saben en caso de empate de propuestas de licitantes, el primer criterio para desempatar es un pago en efectivo, que se debería de pagar según las bases en cheque o transferencia electrónica –, se pide que nada más se haga a través de transferencia electrónica y no por cheque.

Y algunas precisiones también que permitan agilizar en caso de que se haga efectiva la garantía de seriedad, se hacen unas precisiones para eso facilitar mucho mejor el pago y la transferencia. Y es hacer una precisión para que la cuenta bancaria a la que se le deba depositar al Fondo Mexicano del Petróleo quede abierto y sea terminada hasta el momento en que se solicite al banco hacer efectivo la carta, entonces el Fondo determina si es una cuenta local o una cuenta en el extranjero.

Otras precisiones que se hacen es también para que ayude a hacer la solicitud al banco es los horarios. Una vez que el interesado solicite al banco la emisión de la carta, el banco ponga directamente los horarios para que el Comité pueda solicitar el trámite en el horario que establezca el propio banco. En general esas son las precisiones que someto a su consideración para que se puedan publicar en la página electrónica www.rondasmexico.gob.mx.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Bien se trata entonces de un ajuste de un poquito más holgura para que los operadores, los participantes, puedan hacer preguntas, aclaraciones, en relación con el proyecto de contrato.

OAK-TREE

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

OAK-TREE

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y algunas precisiones en cuanto a la logística de pago que solicita el Fondo Mexicano del Petróleo.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. ¿Algún comentario? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solamente saber. Hay algunas – si lo entiendo bien Martín – que son ajustes que formalmente competen a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Estoy pensando en el calendario.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- El calendario es correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y las demás que se señalaron aquí, si lo entiendo bien, ¿son ajustes que solicitó formalmente la Secretaría de Energía?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Solicitó exactamente, el Fondo nos solicitó esas precisiones y nosotros las cruzamos con la Secretaría de Energía y con la Secretaría de Hacienda. Y formalmente tenemos el sustento y la solicitud formal de parte de ellos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿El fondo pidió que no se hagan los depósitos en cheque, sino solamente en transferencia electrónica?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Hay alguna razón?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Realmente, digamos, por agilidad. Lo que pide el Fondo dice, con cheque sería muy complicado porque el Comité tendría que decir, "Oye, ¿dónde te deposito este cheque? ¿Sabes qué? Prefiero que sea transferencia. Yo te indico la cuenta bancaria y todos los datos bancarios".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Colegas, ¿algún otro comentario? Licenciado Galindo, por favor de lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.36.006/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó, en los términos en que fueron enviadas a los Comisionados para la sesión, las modificaciones a las Bases



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE




SAFETY


de la Licitación CNH-R01-L04/2015 de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 1.


Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 20:48 horas del día 15 de agosto de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Sexta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

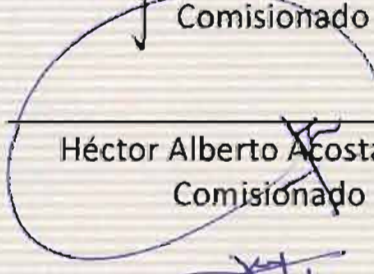
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.



Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



Alma América Porres Luna
Comisionado



Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Gaspar Franco Hernández
Comisionado


Claudio Galindo Montelongo
Secretario en esta sesión