



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEGUNDA SESIÓN ORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:22 horas del día 25 de febrero del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, colonia Tlacoquemécatl Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Segunda Sesión Ordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0336/2016 de fecha 22 de febrero de 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 preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Terrestre Semillal-1.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Terrestre Maxochitl-1.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Terrestre Kaneni-1.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de ENI México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del Contrato No. CNH-R01-L02-A1/2015.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de Hokchi Energy, S.A. de C.V, para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del Contrato No. CNH-R01-L02-A2/2015.
- II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del Contrato No. CNH-R01-L02-A4/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.7 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto de la propuesta de modificación de la Asignación A-0234-Campo Nejo.

II.8 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informes sobre los avances de la tercera y cuarta convocatorias de la Ronda 1.

III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas previamente.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones

V.- Asuntos generales

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Terrestre Semillal-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Pimentel Vargas, en su carácter de Comisionado ponente.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, Secretaria, Presidente. Buenos días, compañeros, colegas. Buenos días a todos.

Petróleos Mexicanos presentó esta solicitud para llevar a cabo la perforación de un pozo exploratorio denominado Semillal-1.

Como ustedes saben, derivado de la Reforma Energética, la Comisión tiene atribuciones, en términos de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, para aprobar tres tipos de pozos: pozos exploratorios –que es el caso–, pozos en aguas profundas y ultra profundas y pozos tipo que se utilizan como modelos de diseño.

Ésta es una solicitud para llevar a cabo la exploración de recursos no convencionales, creo que vale la pena destacar este primer supuesto y decir que dentro de los no convencionales es un pozo exploratorio, es decir, es solamente un pozo que Petróleos Mexicanos estaría buscando la autorización para llevar a cabo, no es la autorización de la etapa de desarrollo en un campo de lutitas en donde la Comisión autoriza un pozo tipo y después ya el autorizado puede llevar a cabo una serie de perforaciones con una única autorización. Éste –insisto– no es el caso, éste es un pozo exploratorio de recursos no convencionales.

Desde luego que se cumple con los requisitos normativos previstos en la regulación, una regulación del 19 de agosto del año 2014, la resolución CNH.08.006/14, que es la que establece los criterios para autorizar a Petróleos Mexicanos la perforación de pozos en tanto expedimos la regulación específica, regulación que está todavía en la Comisión Nacional de Hidrocarburos y esperemos que podamos expedirla próximamente.

Los requisitos que prevé la regulación vigente es que Pemex debe contar con una asignación. La solicitud la presentaron el 15 de enero pasado, ésta debe presentarse con al menos 40 días de antelación al inicio de las actividades de perforación, éstas tendrán lugar el 16 de marzo –de así



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

autorizarlo este Órgano de Gobierno–, de manera que se cumple con los 40 días previstos en la regulación.

El plazo que tenemos para resolver la solicitud vence el 29 de febrero, estamos, pues, dentro del margen que nos marca la regulación.

Después le pediría –si ustedes no tienen inconveniente– a nuestro Director General, el ingeniero José Antonio Alcántara Mayida, que él pudiera explicar los elementos técnicos de la solicitud, pero en las generalidades de ésta, como dije al principio, se trata del pozo Semillal-1. El número de asignación, que es un requisito que se prevé en la regulación, es la asignación AE-0070 – Anhélido – 02. El proyecto de inversión es Aceite y Gas en Lutitas. El activo es Exploración de Yacimientos no Convencionales.

El objetivo geológico que se estaría buscando es el Jurásico Superior Tithoniano, formación Pimienta, en un intervalo de 2 mil 135 a 2 mil 205 metros verticales bajo mesa rotaria.

El hidrocarburo esperado es aceite ligero.

La presión la ven ustedes en pantalla. La temperatura de igual forma.

El inicio de las actividades sería el 16 de marzo próximo, concluyendo la perforación el 7 de septiembre de este mismo año.

Si no tienen ustedes inconveniente, el ingeniero José Antonio Alcántara nos explicaría las demás particularidades y cuestiones técnicas de este pozo. Ingeniero, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias, Comisionado. Con su venia, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Dentro de las características del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

equipo para la perforación de este pozo, es un equipo de perforación terrestre denominado PM-770, con una capacidad para perforar hasta 5 mil metros y conexiones superficiales de 10 mil libras.

La columna geológica programada va desde depósitos terciarios del Mioceno hasta la formación Olvido del Jurásico Superior, a una profundidad de 2 mil 250 metros verticales bajo mesa rotaria.

Éste es un proyecto que fue aprobado bajo la normativa de seguridad industrial y protección ambiental denominado Modificación del Proyecto Regional de San José de las Rusias 2008-2020, con el correspondiente oficio de ASEA para su aprobación.

Los costos de perforación y terminación para este pozo están definidos como 89 millones para la perforación, 83 millones de pesos para la terminación, dándonos un total de 172 millones de pesos el costo de este pozo.

La ubicación de este pozo, como mencionaba el Comisionado, está dentro de la asignación AE-0070 – Anhélido – 02, del proyecto de inversión Aceite y Gas en Lutitas, en el Activo de Exploración de Yacimientos no Convencionales.

Está ubicado a 600 metros del pozo Buenos Aires-1 y a 4 kilómetros del pozo Buenos Aires-2.

¿A qué me quiero referir con yacimientos no convencionales? Éste es un pozo que va a ser perforado dentro de lutitas productoras, se estima, y va a tener un desarrollo en su perforación característico para la explotación de este tipo de formaciones, que un poco más adelante explicaré.

Dentro de la estrategia y objetivo para la perforación de este pozo Semillal-1 se pretende incorporar reservas de aceite ligero en el play no convencional del Jurásico Superior Tithoniano, constituido por facies arcillo-calcáreas asociadas a depósitos en ambientes de aguas profundas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esto es un pozo terrestre, me estoy refiriendo al ambiente de aguas profundas únicamente como una referencia al contexto geológico de la formación objetivo.

El recurso prospectivo estimado en su valor medio es de 16 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, asociado a una probabilidad de éxito geológico del 65 por ciento.

En la gráfica podemos ver precisamente el pozo Anhelido, perforado ya por Petróleos Mexicanos, y los pozos Buenos Aires y la localización Semillal, que es la que precisamente se busca que por este Órgano de Gobierno sea aprobado. Ese es Buenos Aires-2 y Buenos Aires-1, a los que hice referencia anteriormente.

Dentro de estos pozos yo quisiera aclarar que los pozos que están aquí manifestados fueron perforados por Petróleos Mexicanos inicialmente no bajo un contexto estrictamente de pozo no convencional, sino más bien dentro de los permisos que se tenían en pozos convencionales anteriormente a la Reforma Energética.

Dentro de la sección estructural, la localización Semillal se ubica en un monoclinas de pendiente suave que constituye el flanco Este de la Sierra de Tamaulipas con un echado hacia el Este. Éste es el pozo Buenos Aires-2, éste es el pozo al que estoy haciendo referencia y el Buenos Aires-1, ese es su contexto regional.

Dentro de la parte de observaciones, nosotros podemos ver a lo que hacía referencia hace un momento, es el pozo vertical perforado –en este caso– hasta una profundidad de 2 mil metros y de ahí va tomando un ángulo que se va desviando el pozo con un cierto número de grados cada 30 metros, por decir algo, dependiendo de la estrategia de la perforación para cada uno de ellos, y después va tomando el sentido horizontal con el cual este tipo de formaciones se perforan.

Este sentido horizontal contempla el desarrollo de entre 12 y 17 etapas de fracturamiento dentro de la formación elegida. Esas 12 a 17 etapas de fracturamiento son determinadas a través de una serie de estudios



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

geológicos que determinan el ángulo de la fractura, la presión que deba ejercerse para la perforación de este tipo de yacimientos y la distancia en la que nosotros vamos a colocar cada uno de estos fracturamientos que tenemos que realizar. Esto se hace a través de un fracturamiento hidráulico con todos estos conceptos bien definidos a través de un análisis geomecánico previo en el que midamos todo ese tipo de condiciones: el tipo de fractura, el redireccionamiento de ese fracturamiento hidráulico, la presión que debemos aplicar para hacer esa fractura y la definición de ese intervalo.

Todo ese análisis debe ser realizado en este tipo de pozos para poder hacer la explotación de este tipo de yacimientos, sobre todo porque se cuida la parte ambiental en donde pudiera haber en las partes superiores –por eso es que se hace ese estudio geomecánico previo– algún problema con algún manto friático o que pudiera existir algún tipo de contaminación. Con ese conocimiento previo de la formación se puede trabajar de una manera segura el desarrollo de este tipo de yacimientos.

Aquí nosotros estamos viendo, además, la presión que manejaba este pozo –que es superior a las 5 mil libras–.

Dentro de la ventana operativa podemos ver que tiene un amplio margen para poder desarrollarse en las condiciones que lo está planteando Petróleos Mexicanos.

De la evaluación de la documentación técnica recibida se determinó que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación de la localización Semillal-1.

Eso es todo en la parte técnica, Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias, ingeniero. Desde luego estamos abiertos a si tienen algún comentario, alguna pregunta, Presidente, colegas, estamos a la orden.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Quizá destacar algunas características que tiene este proyecto que nos están presentando y, a su vez, solicitar si la información que voy a mencionar es en esos términos.

Aunque vimos en la pantalla la localización, no se mencionó la localización en cuanto al estado donde se encuentra, pero por lo que se puede percibir en el recuadro, se trata del estado de Tamaulipas. ¿Es correcto? El norte de Tamaulipas.

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Y segundo, quisiera que el Director me precisara si estoy en lo correcto, prácticamente sería el primer pozo exploratorio en lutitas en los últimos dos años, por lo menos desde que yo soy Comisionado creo que no habíamos tenido un proyecto de este tipo.

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Esto convertiría a este proyecto en el primer pozo exploratorio autorizado, en su caso, desde la expedición de la Ley de Hidrocarburos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es. Y estrictamente en un yacimiento no convencional.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exacto, muy bien. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTRO MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. No sé si tengamos el dato, Director, pero ¿cuál es el acuífero más profundo en esa área? ¿A qué profundidad está?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Hay un acuífero que se encuentra alrededor de 6 mil metros.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿6 mil metros?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. O sea, éste va nada más a 2 mil y luego empieza a hacer su desviación y la parte horizontal, que son mil 500, propiamente llega alrededor de 3 mil 690 pero desarrollado. El acuífero que habían determinado estaba más profundo que 2 mil metros.

De los que hemos revisado, casi siempre el acuífero está en la parte superior, a menor profundidad, en este caso hay uno a esa profundidad.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está todavía bastante alejado.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La pregunta la hacía porque hay inquietud en general por parte de la población de que este tipo de pozos puedan generar daños ambientales. Aunque lo dijo el Director en relación a que el pozo está diseñado con la integridad adecuada para protegerlos, sí quería plantear que hay una gran distancia entre el lugar donde se va a perforar y los acuíferos superficiales y este profundo que es muy, muy raro.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces, no hay esta posibilidad de contaminación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.
Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente.

Quizás también en el mismo sentido que comenta el Comisionado, en el resultando del dictamen que se nos presenta –en específico, en el Tercero, y de hecho se dijo en la exposición– se menciona que Pemex presentó adjunto a la solicitud el oficio ASEA/UGI/DGGEERNCT/0002/2015, del 21 de diciembre del mismo año, por el que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (entiéndase la ASEA) autoriza a dicha empresa productiva del Estado subsidiaria la modificación del Proyecto Regional San José de las Rusias 2008-2020 a efecto de permitir la autorización de mecanismos de fracturamiento hidráulico en ciertas localizaciones ubicadas en yacimientos no convencionales de lutitas del Jurásico Superior, dentro de las cuales se ubica el pozo objeto de la solicitud, es decir, en el considerando se habla de una aprobación o autorización global del proyecto, pero es conveniente señalar que la perforación específica que estamos autorizando tendrá que tener también su autorización y evaluación para ver los impactos ambientales, de consumo de agua y cualquier otro que tiene que ver con medio ambiente para efecto de darles adelante; facultad que, por cierto –hay que señalar, aunque es obvia–, no tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Nosotros lo que estamos haciendo es hacer una evaluación de carácter técnico, pero no de impacto ambiental.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es correcto, no es el impacto ambiental, es únicamente –como lo mencionaba el Comisionado Martínez– definir las condiciones mecánicas del pozo, estrictamente la condición de protección a las formaciones ajenas a esta perforación, digamos. Nada más es eso, no la parte ambiental.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado. Colegas, ¿alguna otra observación? ¿No? Secretaria Ejecutiva, le pido, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.001/16

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

ACUERDO CNH.02.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 Semillal-1, ubicado en la asignación AE-0070-Anhélido-02, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Terrestre Maxochitl-1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Pimentel Vargas, en su carácter 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, por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, Secretaria,
Presidente.

Ésta es una solicitud en términos muy similares a la recién aprobada, mediaron cinco días de diferencia entre esta segunda y la que ya aprobamos.

Es también un pozo exploratorio también en lutitas, recursos no convencionales, es el mismo caso de la primera solicitud. Es un pozo exploratorio, no está todavía en la etapa de desarrollo, por lo que no es un pozo tipo.

La ubicación física de este pozo es Veracruz, a diferencia del primero, que fue en Tamaulipas.

Éste es un poco más profundo, es aproximadamente un kilómetro más profundo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El pozo es Maxochitl-1, ya lo habíamos señalado. La asignación, que es uno de los requisitos, es la AE-0073 – Puchut – 01. El proyecto de inversión es Aceite y Gas en Lutitas. El Activo es Exploración de Yacimientos no Convencionales.

El objetivo geológico es el Jurásico Superior Oxfordiano, Formación Santiago, en un intervalo de 3 mil 560 a 3 mil 614. Como decía, es más o menos un kilómetro más profundo éste respecto al anterior.

El hidrocarburo esperado, al igual que en el pozo de Tamaulipas, es aceite ligero.

La presión y la temperatura las ven ustedes en pantalla.

El inicio de los trabajos de perforación sería el 23 de marzo, concluyendo el 19 de agosto.

No lo hice en el pozo anterior, pero –toda vez que son muy similares las solicitudes– quizá valga la pena comentar que Petróleos Mexicanos –lo dijo el ingeniero Alcántara en su exposición– tenía estas solicitudes ante la Comisión, las había hecho ya con antelación, pero justamente uno de los requisitos que faltaban por cumplir era el oficio que hoy ya tenemos de la ASEA. Esa es la razón por la que estos son los primeros pozos de lutitas que se están autorizando –ya se autorizó el primero; de autorizarse éste, éste sería el segundo–, que se autorizan a la luz de la Reforma Energética, pero la verdad es que son solicitudes que se habían presentado con antelación y que no contaban con el visto bueno de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente (conocida como ASEA). Pero toda vez que ya contamos con ese oficio es que Pemex ingresa de nueva cuenta estas solicitudes y es ahora que estamos en la etapa de autorizarles esta solicitud.

En el caso de este pozo Maxochitl-1 y toda vez que de manera muy atinada el Comisionado Héctor Acosta refirió de manera muy puntual al oficio de ASEA, en este caso se trata del Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016, y lo dice en los mismos términos: a efecto de permitir la utilización de mecanismos de fracturamiento hidráulico en ciertas localizaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ubicadas en yacimientos no convencionales de lutitas del Jurásico Superior, dentro de las cuales se ubica el pozo objeto de la solicitud (nos referimos, desde luego, al pozo Maxochitl-1). Éste es el oficio ASEA/UGI/DGGEERNCT/0001/2015, del 21 de diciembre del año pasado, mediante el cual la ASEA nos manifiesta su anuencia para llevar a cabo, en un área determinada dentro de la cual se ubica este pozo, las actividades en materia de lutitas.

Si les parece bien, de nueva cuenta le pediría al ingeniero que se pudiera referir a las particularidades técnicas del pozo. Ingeniero, si fuera tan amable. Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias, Comisionado. Con su venia, Comisionado Presidente.

Dentro de las características del equipo con el que se va a perforar este pozo, es un PM-316 con capacidad para perforar hasta 5 mil metros y conexiones superficiales de 3 mil libras.

La columna geológica programada va desde el Oligoceno Inferior hasta la Formación Santiago del Jurásico Superior Oxfordiano, a la profundidad de 3 mil 614 metros verticales bajo mesa rotaria.

La normativa de seguridad industrial y protección ambiental a la que se ha hecho referencia es la modificación del Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016, a diferencia del que ya habíamos mencionado. Esto es precisamente porque es un pozo que se va a perforar en un área distinta a la que habíamos manifestado para el pozo anterior, por eso está referida al Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016, porque este pozo se encuentra precisamente en esa área, a 21 kilómetros de la ciudad de Poza Rica.

El costo para la perforación es de 95 millones de pesos, para la terminación de 82 millones de pesos, con un total de 177 millones de pesos como costo total del pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de la ubicación de este pozo, ahí podemos nosotros ver la asignación AE-0073 – Puchut – 01 del proyecto de inversión Aceite y Gas en Lutitas. Ésta ubicado en la macropera del pozo Agua Fría, a 4.8 kilómetros del pozo Coyula, a 7 kilómetros del pozo Pardo y a 21.6 kilómetros de Poza Rica, Veracruz. Aquí van a utilizar una macropera que ya había sido utilizada, precisamente para el pozo Agua Fría-1, para hacer la perforación de este pozo.

La perforación de Maxochitl-1 pretende incorporar reservas de aceite ligero en el play no convencional del Jurásico Superior Oxfordiano, constituido por facies arcillo-calcáreas asociadas a depósitos en ambientes de aguas profundas. Vuelvo a mencionar, es únicamente una referencia geológica, es un pozo terrestre.

El recurso prospectivo estimado en su P media es de 19 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, asociado a una probabilidad de éxito geológico del 65 por ciento.

En la gráfica ustedes pueden ver a mano izquierda el pozo Coyula, el pozo Maxochitl sobre el Agua Fría que mencionaba, el pozo Pardo en esta parte de aquí y el pozo Corralillo-167. Esa es la correlación geológica que hicieron para este pozo de la localización Maxochitl y con eso hicieron la determinación del recurso prospectivo estimado ya mencionado.

Dentro de la sección estructural, esta localización está ubicada al flanco noroeste de un sinclinal cuyo eje se orienta de suroeste a noreste. El espesor del objetivo varía de 150 metros sobre los altos de basamento hasta 550 metros en los depocentros, mientras que el espesor esperado en la localización Maxochitl-1 es aproximadamente de 250 metros.

También tenemos ahí una correlación que están realizando para definir este intervalo, es el pozo Defensa a mano izquierda, Llano Lindo, luego viene un pozo que se llama Miahuapan-101A, la localización Tehuan y la localización Maxochitl, que es la que actualmente está pidiendo autorización Petróleos Mexicanos para perforar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como mencionaba también el Comisionado Ponente, son pozos similares, son pozos en yacimientos no convencionales que tienen un desarrollo vertical, después van tomando a través de una desviación de un cierto número de grados a determinada profundidad hasta llegar a la parte horizontal con la que se desarrolla la perforación de este tipo de yacimientos, con la serie de etapas, con la serie de estudios geomecánicos manifestados para hacerlo con la seguridad necesaria.

Podemos igual ver que, en las condiciones en las que la ventana operativa está definida, el pozo tiene un margen amplio para ser desarrollado.

De la evaluación de la documentación técnica recibida se determinó que no existen eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales que limiten o impidan desarrollar la perforación de la localización Maxochitl-1.

Eso es todo, Comisionado, en cuanto a la parte técnica.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, ingeniero. Desde luego, estamos a la orden si hubiera algún comentario, alguna pregunta.

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

No habiendo comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.002/16

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.02.002/16

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, en los términos solicitados por Petróleos Mexicanos, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio Maxochitl-1, ubicado en la asignación AE-0073-Puchut-01, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la solicitud de Petróleos Mexicanos para la perforación del pozo exploratorio Terrestre Kaneni-1.

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

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 AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias. Con su venia, Comisionado Presidente.

No quisiera repetir los conceptos jurídicos bajo los cuales la Comisión aprueba estos pozos, ya fueron manifestados en los dos anteriores. Me voy a referir únicamente a las características que el pozo que se presenta tiene para su aprobación.

El pozo es denominado Kaneni-1, es un pozo clasificado como 02, pozo de sondeo estratigráfico tipo horizontal.

El número de asignación de Petróleos Mexicanos es la AE-0073 – Puchut – 01. El proyecto de inversión bajo el que se desarrolla es Aceite y Gas en Lutitas. El Activo que tiene este proyecto está definido como Exploración de Yacimientos no Convencionales.

Los objetivos geológicos a los que este pozo quiere acceder es el Jurásico Superior Tithoniano en la Formación Pimienta, en un intervalo de 3 mil 5 a 3 mil 120 metros verticales bajo mesa rotaria, con una profundidad total programada de 3 mil 120 metros verticales.

El hidrocarburo esperado es aceite ligero de 37° API en una presión de 6 mil 915 libras y una temperatura de 105 grados centígrados.

El programa de perforación pretende dar inicio el 23 de marzo de 2016 y tiene fijada la fecha de terminación el 19 de agosto del mismo año.

Dentro de las características del equipo de perforación, es terrestre, está definido con PM-108 –el número del equipo– con capacidad para perforar hasta 5 mil metros y conexiones superficiales de 3 mil libras.

La columna geológica programada es desde el Oligoceno Inferior hasta la Formación Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano, a la profundidad de 3 mil 120 metros verticales bajo mesa rotaria.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La normativa de seguridad industrial y protección ambiental es la mencionada para el pozo anterior, emitida por ASEA, la modificación del Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001-2016, referida anteriormente para Maxochitl.

Los costos de perforación y terminación, para perforación son 102 millones de pesos, para la terminación son 82 millones de pesos, con un total de 184 millones de pesos para la perforación de este pozo.

Dentro de la ubicación de este pozo podemos ver en la gráfica la asignación a la que hice referencia, la AE-0073 – Puchut – 01, y podemos ver la localización Kaneni precisamente en este punto, del proyecto de inversión Aceite y Gas en Lutitas, y está ubicado sobre la macropera del pozo Llano Lindo-1, a 3 kilómetros del pozo Defensa-101 y a 28 kilómetros de Poza Rica, Veracruz. Este pozo Kaneni está muy cercano al anterior que habíamos manifestado.

Con la perforación de este pozo se pretende probar el concepto de play no convencional, además de evaluar el potencial de producción de aceite ligero en rocas del Jurásico Superior Tithoniano de la Formación Pimienta.

El recurso prospectivo estimado en su P media es de 22 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, asociado a una probabilidad de éxito geológico del 69 por ciento.

Los pozos de correlación que nosotros podemos ver ahí con los cuales esto fue estimado son el pozo Tablón-1, esta es la localización Kaneni que nos ocupa, el pozo Defensa-101 y el pozo Bejucal-1, esos son los pozos de correlación con los cuales se hizo esta determinación.

Dentro de la sección estructural, la localización Kaneni-1 está ubicada en la parte central de un sinclinal cuyo eje se orienta hacia el noroeste-sureste. El espesor del objetivo esperado en la localización Kaneni-1 es de aproximadamente 165 metros, un espesor menor al que mencionábamos en el pozo anterior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de las observaciones, nuevamente tenemos las consideraciones para el desarrollo de este tipo de pozos (vertical), posteriormente desviado en el ángulo necesario para encontrar la formación objetivo y perforar alrededor de mil 500 metros horizontales para la explotación de este tipo de yacimientos.

De manera similar, en este pozo quizá ustedes se pudieran dar cuenta de que hay una presión de 6 mil 135 libras dentro del pozo y tenemos un equipo de 3 mil libras. Nosotros hicimos los cálculos necesarios y le pedimos a Petróleos Mexicanos que nos indicara qué tipo de presiones tendríamos en la cabeza. Por el tipo de fluido de perforación que nosotros estamos manejando, la densidad que este fluido tiene a la profundidad de 6 mil 135 metros realmente no es un riesgo que vayamos a tener un problema de alta presión en la cabeza del pozo porque daría muy bien tiempo para, en caso de haber alguna manifestación de gas en el peor de los casos para el cálculo de esta presión en la cabeza del pozo, la densidad del lodo es suficiente como para poder controlar este pozo. Únicamente como un elemento técnico más y que no vaya a quedar por ahí volando.

Es todo, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Director General. Colegas comisionados, está a su consideración. ¿Alguna observación? Secretaria Ejecutiva, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.003/16

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.02.003/16

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 Kaneni-1, ubicado en la Asignación AE-0073-Puchut-01, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

Antes de continuar con el desahogo de los demás temas, el Comisionado Néstor Martínez Romero manifestó que deseaba hacer un comentario, el cual hizo en los siguientes términos:

“COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es un comentario general, esperé a que se dieran los tres pozos. Es una inversión por 533 millones de pesos y la pregunta es...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La inversión de los tres pozos exploratorios, 533 millones de pesos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Y esperé hasta ahora porque no tiene nada que ver con la autorización, pero ¿existe infraestructura para poder incorporar rápidamente la producción que se pueda obtener de los pozos? Me refiero a la infraestructura convencional que existe en las áreas. No sé si tengamos esa información, pero creo que sería bueno para que la gente tuviera una idea de cuánto podría...

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No existe actualmente esa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

infraestructura, por eso dentro de la P media que manejamos y de la probabilidad de éxito geológico no está la probabilidad de éxito comercial, porque está de alguna manera relacionado con las instalaciones con las que se cuenta para poder realmente sacar la producción que en determinado momento hubiera de manera inmediata, por eso no está en esta parte, porque no existen esas instalaciones todavía.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y no es parte de la autorización.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy buena observación. Muchas gracias, Comisionado. Director General, muchas gracias. Secretaria Ejecutiva, adelante, por favor.”

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de ENI México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del Contrato No. CNH-R01-L02-A1/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Gaspar Franco Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE.- Adelante, ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, INGENIERO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy buenos días, comisionados, compañeros.

Vamos a iniciar con el punto que ya señalaba nuestra Secretaria Ejecutiva relacionado con la opinión sobre la propuesta que presenta la compañía ENI México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades que se señalan en la cláusula 3.4, inciso d), del contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

Como ustedes saben, este contrato se firmó el 30 de noviembre de 2015 bajo la modalidad de producción compartida y esta firma fue realizada entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la compañía ENI México.

En la cláusula 3.4 de éste y de todos los contratos de la L02 señala que el contratista deberá iniciar los estudios que permitan la identificación, caracterización y predicción de pasivos ambientales mediante la contratación de un tercero acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación, previa autorización de la CNH, con la finalidad de establecer la línea base ambiental previo al inicio de las actividades petroleras.

Para cumplir con esta cláusula, la compañía ENI nos presentó el 2 de febrero de 2016 –todo en tiempo dentro de la etapa de transición de arranque–, la solicitud para iniciar esos trabajos que le permitan establecer esa línea base ambiental.

Para este efecto, ENI nos propone a la empresa ERM México, S.A. de C.V., que con apoyo de laboratorios acreditados ante la EMA en diversas ramas pudieran realizar esos trabajos.

Para ello nos entregó cinco anexos en los cuales presentan las cartas de presentación, demuestran que han hecho estudios de impacto ambiental, nos muestran los laboratorios acreditados ante la EMA en materia de residuos, de rama de agua, de rama de suelos, y con ellos desean hacer los estudios que les permitan cumplir con esta cláusula 3.4.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con esa información nosotros hicimos la consulta ante la EMA y ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Sector Hidrocarburos, y lo que destaca ahí es que la Agencia nos confirma que ERM ha participado y presentado ante esta agencia manifestaciones de impacto ambiental y otros proyectos en la zona marina. Además, ya tienen conocimiento de las propuestas para hacer líneas base ambiental en la ASEA. Si recuerdan, en octubre del año pasado aprobamos que también se realizaran trabajos para el contrato de la LO1, que fue relacionado con Talos. Entonces, la ASEA ya conoce del programa de esta empresa, cómo va a hacer los trabajos, y nos confirma que ERM puede realizar esa actividad, que no tiene inconveniente de que elaboren la línea base ambiental, siempre y cuando tomen en cuenta la guía para definir esa base ambiental que definió la ASEA y que tiene en su portal.

También lo que pide es que ese informe final de la línea base que nos presente ERM sea firmado por los representantes legales, así como todos los profesionales que intervengan en ese estudio.

Con esa información y con estas opiniones, el equipo de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos analizamos la forma en que presentó la información ENI, tomamos los pronunciamientos de la EMA y de la ASEA, verificamos en la página de internet de la EMA que estuvieran estos laboratorios acreditados y con eso ponemos a su consideración que se permita que ENI, junto con esta empresa que propone y los laboratorios acreditados, inicien con los trabajos de determinación de la línea base ambiental en el amparo de este contrato que señalamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, ingeniero.”

No habiendo comentarios, los Comisionados, por unanimidad, **adoptaron** la resolución y el acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.02.004/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la propuesta de ENI México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del contrato No. CNH-R01-L02-A1/2015.

ACUERDO CNH.02.004/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción VI, de la Ley de Hidrocarburos, así como en la cláusula 3.4, inciso (d), del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de producción compartida, celebrado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y ENI México, S. de R.L. de C.V., el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la propuesta de ENI México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la citada cláusula 3.4 inciso (d) del referido Contrato.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de Hokchi Energy, S.A. de C.V, para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del Contrato No. CNH-R01-L02-A2/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ingeniero Gaspar Franco Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, INGENIERO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En este caso, también les venimos a presentar la opinión técnica sobre la propuesta que presenta la compañía Hokchi Energy, S.A. de C.V., para llevar a cabo las actividades de la cláusula 3.4, inciso d), de su correspondiente contrato.

En el caso de este contrato con Hokchi Energy, la Comisión Nacional de Hidrocarburos junto con ellos lo firmaron el 7 de enero de 2016 bajo la modalidad de producción compartida.

En su cláusula 3.4, inciso d), también señala que este contratista deberá iniciar los estudios que le permitan la identificación, caracterización y predicción de los pasivos ambientales mediante la contratación de un tercero acreditado por la EMA, previa autorización de la CNH, con la finalidad de establecer esa línea base ambiental previo a las actividades petroleras.

Para atender esta cláusula, el 27 de enero de 2016 Hokchi ingresó una solicitud para iniciar estos trabajos y propone a la Universidad Nacional Autónoma de México, a través del Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, para que, de manera conjunta con laboratorios acreditados ante la EMA en diversas materias, lleven a cabo los trabajos que le permitan definir la línea base ambiental.

En esta solicitud también presentan los currículums de los trabajos que ha realizado, de los laboratorios que tiene acreditados ante la EMA en materia de suelos, aire, agua, residuos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hicimos lo mismo con esa información: realizamos las consultas ante la Entidad Mexicana de Acreditación, ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Sector Hidrocarburos, y también lo que resalta por parte de la Agencia es que nos confirmó que la UNAM y este instituto han participado en proyectos regionales para Petróleos Mexicanos en las regiones marinas y que tiene la experiencia para llevar a cabo los trabajos que definan la línea base ambiental, obviamente con los laboratorios acreditados ante la EMA. Que no tienen inconveniente para que presenten los resultados de la línea base ambiental, siempre y cuando respeten la guía que ellos proponen en la misma agencia para llevar a cabo estos trabajos. Y que los informes finales que presente la empresa Hokchi Energy junto con la UNAM deberán ser firmados por sus representantes legales y por los profesionales que participen en la realización de este trabajo.

Con esta información que presentó Hokchi Energy, con los pronunciamientos de las consultas que hicimos a la Entidad Mexicana de Acreditación y a la ASEA, y verificando que estas acreditaciones de laboratorios estén vigentes en la página de internet de la EMA, el grupo técnico de esta Unidad también proponemos que se apruebe que inicien con estos trabajos para la determinación de la línea base ambiental que permitan cumplir con la cláusula 3.4, inciso d), del contrato referido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, ingeniero. Colegas comisionados, ¿alguna observación? Adelante, doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una pregunta, ingeniero Gaspar. ¿Encontraron alguna diferencia que fuera importante en los dos tipos de estudio que va a hacer la compañía ERM y la UNAM? Ya sé que hay unas guías, las guías las plantea la ASEA, nosotros también tenemos ciertas definiciones al respecto, pero ¿hay diferencias o generalmente es el mismo estudio?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, INGENIERO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El estudio se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

basa en una guía, deben presentar diversos resultados en diferentes aspectos del área que vayan a analizar.

En general, esta guía lo que le pide a estas empresas junto con las compañías operadoras es que realicen investigación documental y bibliográfica de la zona en la que van a trabajar, que vean estudios de calidad del aire, calidad del agua, calidad de los suelos, que determinen posibles daños ambientales, que determinen algún daño preexistente. Entonces, la guía te dice todo lo que tienes que hacer. Obviamente, cada empresa tiene sus maneras de trabajar, tiene sus especialistas diferentes. ERM nos decía en su currículum que cuenta con 55 especialistas en diversas ramas. La UNAM y el Instituto de Ciencias del Mar y Limnología sabemos que cuenta con muchos especialistas, con investigadores de diferentes tipos y, obviamente, su manera de trabajar va a ser diferente.

Lo que sí hemos visto de la experiencia de la operadora que acreditamos la primera vez y que está a punto de entregarnos su línea base ambiental es que ERM también se está apoyando con algunos estudios con el Instituto de Ciencias del Mar y Limnología. Lo que nosotros vemos es que los estudios que están realizando estas empresas son con personal que tenemos ya aquí en nuestras universidades o que tenemos aquí en nuestros laboratorios.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas, ¿alguna otra observación? Adelante, Secretaria Ejecutiva, con la lectura de la propuesta de acuerdo.”

No habiendo comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.005/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos emite su autorización a la propuesta de

Órgano de Gobierno

Segunda Sesión Ordinaria

25 de febrero de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hokchi Energy, S.A. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del contrato No. CNH-R01-L02-A2/2015.

ACUERDO CNH.02.005/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción VI, de la Ley de Hidrocarburos, así como en la cláusula 3.4, inciso (d), del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de producción compartida, celebrado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Hokchi Energy, S. A de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A de C.V., el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la propuesta de Hokchi Energy, S.A. de C.V. para llevar a cabo las actividades señaladas en la citada cláusula 3.4 inciso (d) del referido Contrato.

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del Contrato No. CNH-R01-L02-A4/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Gaspar Franco Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE.- Adelante, ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Muchas gracias.

En este caso también vamos a presentar esta opinión técnica sobre la propuesta, pero ahora de la compañía Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., para llevar a cabo las actividades de acuerdo a la cláusula 3.4, inciso d), de su contrato correspondiente.

Como podrán recordar, este contrato también se firmó el 7 de enero de 2016 con Fieldwood Energy (si recuerdan, esta compañía está en consorcio con la compañía Petrobal también, pero las propuestas que analizamos son en las que tengamos relación con el operador, que en el contrato está esta compañía designada como tal).

Este contrato, también bajo la modalidad de producción compartida, en su cláusula 3.4, inciso d), señala que el contratista deberá iniciar los estudios que permitan la identificación, caracterización y predicción de los pasivos ambientales mediante la contratación de un tercero acreditado por la EMA, previa autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para establecer esa línea base ambiental previo a las actividades petroleras.

El 18 de enero de 2016 Fieldwood ingresó su solicitud y en esta solicitud propone a la empresa ERM México, S.A. de C.V., que en conjunto con laboratorios acreditados con la EMA lleven a cabo los trabajos referidos en esta cláusula y su inciso.

Nos presentó estos laboratorios también acreditados en la rama de residuos, de suelo, de medio ambiente, de agua, que van a apoyar a la definición de la línea base.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y lo mismo, con la información que nos proporcionó este operador hicimos las consultas ante la EMA, hicimos las consultas ante la ASEA, y lo que resalta es que la ASEA no tiene inconveniente de que esta compañía lo haga, dado que ya conoce los programas que ellos presentan por los contratos que tenemos de la licitación 1, siempre y cuando se basen en la guía que ellos presentan y el resultado final de ese estudio sea firmado por los representantes legales de estas empresas y los profesionales que participen en su realización.

Con esta información que presentó Fieldwood, con las opiniones de la EMA y de la ASEA y de revisar que estas acreditaciones estén vigentes en la página de la Entidad Mexicana de Acreditación, también el equipo técnico de la Unidad propone que se inicien estos trabajos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas, ¿algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

No habiendo comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.006/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la propuesta de Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V. para llevar a cabo las actividades señaladas en la cláusula 3.4 inciso d) del contrato No. CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.02.006/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción VI, de la Ley de Hidrocarburos, así como en la cláusula 3.4, inciso (d), del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción compartida, celebrado entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V., el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite su autorización a la propuesta de Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V. para llevar a cabo las actividades señaladas en la citada cláusula 3.4 inciso (d) del referido Contrato.

II.7 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto de la propuesta de modificación de la Asignación A-0234-Campo Nejo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, en su carácter 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, doctor.

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

Éste, al igual que otros temas de los últimos tiempos, es nuevo, es la primera vez que nos llega un tema de este tipo. Se trata de una propuesta de modificación de asignación, hacerla más pequeña.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Es una solicitud que le fue hecha a SENER por parte de Petróleos Mexicanos el día 15 de diciembre de 2015. Recordemos que en el proceso de Ronda Cero, en agosto de 2014, a Pemex se le asignaron varias áreas, incluyendo ésta que hoy vamos a comentarles.

Ésta es un área de 2 mil 258 kilómetros cuadrados, es bastante grande, e incluye dentro de esa asignación al Campo Nejo. El Campo Nejo es un campo de gas seco que actualmente está operándose por la compañía Iberoamericana de Hidrocarburos en un esquema de COPS, ese es el asunto.

Petróleos Mexicanos le solicita a la Secretaría de Energía que haga una reducción de esa cantidad bastante grande, 2 mil 258 kilómetros cuadrados, para llegar a 128 kilómetros cuadrados.

Ellos argumentan, entre otras situaciones que nos va a platicar más adelante el jefe de la Unidad de Extracción, el maestro Ulises Neri, que no tienen oportunidades exploratorias bien definidas y que además ven que hay un alto riesgo y bajo valor económico, esa es la razón por la cual le solicitan a la SENER que haga una reducción.

La SENER nos pide a nosotros que demos nuestra propuesta de análisis técnico. Creo que es importante comentar que si esta reducción se llegara a aprobar y posteriormente la SENER también la considerara, va a tener reducciones de costo para Petróleos Mexicanos del orden de unos 6 millones de dólares anuales, que sería lo que dejaría de pagar por haber dejado esas áreas de regreso al Estado.

Además, esta reducción de área le permite al Estado tomar el control para más adelante, de tener algún potencial en el área, poder asignarla en rondas subsecuentes.

También trae un problema la asignación inicial que tiene que ver con áreas naturalmente protegidas, eso también es parte de la solicitud; al reducir el área, esto ya queda totalmente subsanado. Esto tiene que ver con áreas protegidas en la Laguna Madre y Delta del Río Bravo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El reducir el área también tiene un impacto en el plan de desarrollo, en el plan de extracción.

Le pido ahora al maestro Ulises Neri, después de haberles dado este antecedente global, que nos platique más en detalle acerca de cuál es la solicitud, cuáles son los análisis que ustedes desarrollaron y, finalmente, cuáles son las conclusiones de este análisis. Por favor, maestro Neri.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ULISES NERI FLORES.-
Muchas gracias. Con su permiso y con permiso de los comisionados.

En relación a esta opinión respecto a la modificación de la asignación relacionada con el Campo Nejo y complementando lo que usted dijo, el día 28 de diciembre de 2012, mediante un convenio modificatorio, el número 7, el contrato que estaba originalmente como contrato de obra pública financiada cambió a un contrato incentivado, a un CIEP. Esto previsto de acuerdo al artículo Segundo Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos. Efectivamente, nació como un contrato de obra pública financiada y actualmente es un CIEP.

Respecto a la propuesta de modificación que solicita Pemex, hicimos un análisis técnico y económico para analizar los aspectos que impactan relacionados con esta modificación.

Esta asignación fue otorgada –como se mencionó– en el marco de Ronda Cero en agosto de 2014, donde se contempla esta área de 2 mil 939 bloques, que son 0.8 kilómetros cuadrados de cada uno de ellos, aproximadamente.

Esta propuesta de reducción es muy interesante porque los campos que se encuentran relacionados con la misma son yacimientos de gas húmedo, de gas seco y de gas y condensado, donde su principal producción y su principal reserva está asociada al gas y condensado del mismo, una parte de gas seco y hay potencial –sobre todo en volumen original– de gas húmedo. El valor de este campo está mucho en el condensado asociado a yacimientos de gas y condensado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cabe mencionar que esos yacimientos de gas y condensado representan relaciones de gas condensado muy altos, lo cual deriva en densidades de 41° a 57° API, y el promedio que se encuentra en este campo está alrededor de los 44. Hay un valor importante de los condensados asociados a ellos, también del gas que viene de ese mismo yacimiento y también del gas seco del mismo.

La solicitud es la modificación debido a dos factores principalmente: que hay un área de exploración en la cual tiene oportunidades exploratorias que en las condiciones actuales –principalmente de carácter económico– no resultan rentables, asociado a que en la actividad de exploración hay un riesgo mayor. Ese recurso prospectivo que tienen definido en las oportunidades exploratorias (son 24 oportunidades exploratorias) es significativamente menor (en crudo equivalente) al volumen original que se tiene actualmente, además, este recurso prospectivo tiene un riesgo alto y con las condiciones económicas actuales –como lo acabo de mencionar– esto tiene un impacto importante.

Esa es una de las razones por las cuales proponen esta reducción, pero tendríamos que verificar que esta reducción que se propone, tanto de la actividad exploratoria como de la parte ecológica, no tuviera un impacto en el plan de desarrollo de lo que es el campo, de lo que es la zona marcada aquí en color verde, la asignación es el total de este polígono.

Las oportunidades exploratorias tienen un riesgo considerable, un impacto económico también considerable en las condiciones actuales, pero la sección correspondiente al campo y a los yacimientos que acabo de comentar sí tuvieron un efectivo desarrollo y una viabilidad en el sentido de extracción.

En este primer análisis que se hace se considera procedente la reducción debido a esta actividad asociada con la actividad exploratoria, uno de los motivos por los cuales Pemex quiere regresar esos bloques.

Asimismo, en la propuesta que se hizo era ver que esta modificación también se origina debido a un traslape que hay con el área naturalmente protegida. En esa área protegida se encuentran Laguna Madre y Delta del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Río Bravo parcialmente dentro del área de asignación, por lo cual también se considera pertinente hacer la modificación de esta área.

Cabe mencionar que en la modificación, de acuerdo al título de asignación en su elemento Sexto, en las condiciones y mecanismos para reducción o devolución de alguna asignación, en las áreas a devolver el asignatario deberá realizar las diferentes actividades en taponamiento, abandono de pozos –hay algunos que están en esta área naturalmente protegida–. Todo esto en relación a las disposiciones aplicables y en términos de la autoridad competente relacionada con la parte ecológica, y principalmente con las actividades relacionadas con la Secretaría de Energía.

En resumen, tanto en la parte exploratoria que veíamos en la lámina anterior como en la modificación debido al traslape en la zona naturalmente protegida, se considera conveniente modificar esta asignación. Esas son las dos principales razones que fueron analizadas por parte del equipo de trabajo de la Unidad Técnica de Extracción.

En cuanto al impacto del plan de desarrollo, observamos que esta reducción a 165 bloques (aproximadamente, 128 kilómetros cuadrados lo que abarca el polígono y que corresponde únicamente al área de extracción) no impacta en el plan de desarrollo que actualmente se tiene asociado. Tanto los pozos que actualmente se tienen perforados y produciendo en ese tipo de yacimientos como los propuestos en el plan de desarrollo se encuentran en esa área que se está solicitando.

Las instalaciones de producción y los sistemas de medición que se tienen asociados ahí son principalmente de carácter operacional, otros también son de venta, principalmente los asociados al gas. En la parte del condensado hay una medición operacional en el área, pero hay una medición también fuera del área que se tiene en las instalaciones fuera del campo donde hay una estación de centro de manejo de líquidos, en el cual se tiene un prorrateo de cuánto es ese hidrocarburo que le llega ahí (principalmente de condensados asociados a esta área).

En esta parte de la medición de hidrocarburos, bajo una resolución que se aprobó recientemente, ahora tenemos identificada claramente cuál es la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción que se tiene por el campo, por la misma asignación, distinguiendo entre el gas, el condensado e inclusive los componentes del gas con su capacidad calorífica respectiva.

En resumen, los pozos, las instalaciones de producción y los sistemas de medición asociados a esta área corresponden a este plan de desarrollo. Entonces, no afecta la reducción del área por esta actividad que se mencionaba que solicitó Petróleos Mexicanos y queda bien definido este plan de desarrollo dentro del área que se está solicitando sujeta a la reducción.

En cuanto a la validación de la información y con la información que fue remitida por Pemex a través de la Secretaría de Energía, nos solicitaron validar la información respecto a la superficie del área de asignación que se solicita reducir y conservar. Se revisaron los archivos electrónicos que ratificaron que estas reducciones no afectarían las áreas que estaban ahí definidas o en análisis.

De acuerdo con el análisis realizado en las diferentes secciones, se concluye lo siguiente:

- I. Consideramos procedentes las modificaciones propuestas por la Secretaría de Energía.
- II. Las áreas a conservar y devolver, en términos de los bloques, quedarían de la siguiente manera: Área original de asignación, 2 mil 939 bloques; bloques a devolver, 2 mil 774; y el total de bloques a conservar correspondientes al plan de desarrollo, al plan de extracción, 165. Si quisiéramos verlos como kilómetros cuadrados, en esa multiplicación por 0.8 los bloques a conservar son aproximadamente 128 kilómetros cuadrados, los cuales están bien definidos a lo que es el plan de desarrollo.
- III. Se sugiere que Pemex debe tomar las acciones necesarias que están definidas en el elemento Sexto de su título de asignación, en el cual se menciona que todo asignatario debe realizar esas actividades de taponamiento, abandono de pozos, limpieza, restauración del entorno a su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estado natural, así como llevar a cabo el desmantelamiento y retiro de maquinaria y equipo, en términos de las disposiciones que apliquen.

- IV. Se considera que se tomen las acciones necesarias para esta devolución y estas instalaciones que pudieran quedar fuera de esta área de extracción.
- V. Las modificaciones para el área de asignación no afectan el plan de desarrollo, como lo mencionamos.
- VI. Se hizo la validación de la información de los formatos electrónicos para ver cuáles eran los polígonos, cuáles eran las áreas que quedaban, las áreas naturalmente protegidas o las áreas fuera de la sección de extracción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias, ingeniero. Doctor Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustaría hacer un comentario para evitar alguna tergiversación de lo que hemos comentado; es congruente, pero como que no es lógico si no saben las definiciones.

El Campo Nejo es un yacimiento de gas seco; cualquiera podría pensar que el gas seco no tiene condensados, pero no es así, se le da esa denominación por la posición que guarda dentro de un diagrama de fases. Fundamentalmente, hay dos tipos de yacimientos de gas: gas seco y gas y condensado, pero el gas seco también tiene condensados en superficie, lo que pasa es que es gas seco porque nunca se presenta el condensado en el yacimiento.

Nos comentaba el jefe de unidad que una buena parte de la rentabilidad de estos campos es por los condensados. Entonces, aunque es un yacimiento de gas seco, si hay condensados en superficie. Para que no hubiera esa mala interpretación por la gente que nos escucha.

Ese es el planteamiento que tenemos para ustedes. Estamos abiertos a los comentarios que nos quisieran hacer.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas comisionados, Secretaria, ¿algún comentario? Adelante, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Quizá nada más recapitulando algunos puntos que escuchamos en la exposición.

Se trata de una solicitud de Petróleos Mexicanos, es decir, no es la Secretaría de Energía ni mucho menos la Comisión Nacional de Hidrocarburos la que está recortando una asignación, sino que, por lo que toca a nuestra facultad, lo único que estamos haciendo es emitir una opinión respecto de una solicitud que nos hace la Secretaría de Energía.

Por otra parte, la ubicación —aunque se vio en el mapa, no se mencionó—. Estamos hablando de un campo que se localiza también en el estado de Tamaulipas, en la parte norte.

La utilización de un término que quizá por primera vez estamos utilizando en las sesiones de gobierno, que son los bloques, pero que frecuentemente nosotros nos referimos a bloques cuando se trata de áreas contractuales, es decir, prácticamente hemos hecho un sinónimo de las áreas contractuales de bloques y aquí estamos hablando de bloques dentro de una asignación.

Con una explicación muy simple, la Secretaría de Energía hizo un cuadrículado del territorio nacional y a ese cuadrículado le está denominando bloques, independientemente de que vayan a quedar, en su momento, en áreas contractuales o en áreas de asignación. Quizá más adelante sería conveniente que pudiéramos homologar los conceptos para efecto de que no se prestara a confusión en razón de que si estamos hablando de bloques, no procedería decir que hay estos dentro de una asignación. Por cuestiones de definición administrativa, de criterios de la Secretaría de Energía, ha denominado bloques a lo que hay dentro de una asignación, que es una cuadrícula.

Por último, la reducción es muy considerable, estamos hablando de que de cerca de 3 mil kilómetros cuadrados se está reduciendo a quedar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

solamente 128 kilómetros cuadrados. Mi única pregunta sería: ¿El resto del área de la asignación no tiene instalaciones que actualmente estén en producción? Es decir, ¿estamos hablando de un área que no tiene ninguna infraestructura en función para efectos de producción?

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ULISES NERI FLORES.- Efectivamente, no hay instalaciones que estén produciendo. En alguna de las láminas mostraba yo cuáles eran las instalaciones, incluyendo los sistemas de medición, los ductos de recolección, las baterías de separación que estaban asociadas a esa área. Fuera de ello hay algunos pozos, principalmente de carácter exploratorio, oportunidades exploratorias también, que finalmente son de los que se tendría que hacer su remediación, conforme al elemento Sexto del título de asignación.

En lo que se refiere a extracción en las instalaciones de producción, son prácticamente el área que está solicitando, a pesar de que es un área muy extensa la que se está reduciendo. Esa área extensa está asociada a un riesgo alto por esa actividad exploratoria, que es el motivo por el cual Petróleos Mexicanos la está dejando fuera.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muy bien. Muchas gracias, Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado. Comisionado Pimentel, por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y es justo esa la razón – entiendo– por la que no se ve afectado el plan de desarrollo.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ULISES NERI FLORES.- Efectivamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Fuera del área que se estaría quedando Petróleos Mexicanos no hay absolutamente ninguna infraestructura que pudiera verse afectada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ULISES NERI FLORES.-
Efectivamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Porque, en efecto, llama la atención que de 2 mil 939 bloques –ya lo precisaba el Comisionado Acosta– bajo esta óptica que acaba de explicar el Comisionado Acosta, que de esos 2 mil 939, Pemex solamente se va a quedar con 165. No obstante esa reducción muy considerable, la conclusión de esta Comisión es que no se afecta el plan de desarrollo, pero la razón creo que es muy clara, pues ya se infiere de lo que explicaba Héctor y de lo que comentas, es decir, no hay infraestructura fuera de esos bloques y toda vez que es así, no se afecta el plan.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ULISES NERI FLORES.- Y otro elemento, las reservas que amparan esta área de extracción está definida también con esa infraestructura de producción para reserva 3P, entonces también es un elemento adicional que considera la certificación de las reservas, tanto de Petróleos Mexicanos como la externa que hace un certificado, que no solamente ve la parte de subsuelo, sino ve también las instalaciones que hay en superficie.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado, por favor, doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Un comentario en relación a lo que nos dijo el Comisionado Acosta que me parece que es muy bueno enfatizar. Esto es una solicitud de Petróleos Mexicanos, pero también comentar que la ley va a permitir más adelante que este tipo de procesos se den, pero ahora en sentido inverso, que el Estado retire áreas a operadores que no cumplan con los programas mínimos de trabajo. Puede ser en los dos sentidos, pero aquí creo que sí es muy importante hacer el comentario que Petróleos Mexicanos es el que está solicitando y de ninguna forma la Secretaría de Energía o la Comisión Nacional de Hidrocarburos están planteando esta reducción, pero sí estamos de acuerdo en que esto se llegue a dar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario, colegas? Secretaria Ejecutiva, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

No habiendo más comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron la resolución y el acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.02.007/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto de las propuestas de modificación de la Asignación A-0234-Campo Nejo.

ACUERDO CNH.02.007/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6, párrafos quinto y sexto de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento, y 13, fracción II, 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 opinión a la Secretaría de Energía respecto de la propuesta de modificación de la Asignación A-0234-Campo Nejo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.8 Solicitudes de autorización para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva se refirió a las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo que se habían recibido en la Secretaría Ejecutiva, en los términos que a continuación se transcriben:

“SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.-En desahogo de este punto del Orden del día, me referiré a las solicitudes que hemos recibido.

La reunión de la API sobre Estándares de Medición 2016, en la que participará el ingeniero Ulises Neri Flores, Titular de la Unidad de Extracción.

Y la Reunión Anual de Reguladores de Energía y Junta Anual Ordinaria de la Asamblea General de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía (ARIAE), evento en el que participará el Comisionado Sergio Pimentel Vargas en abril de este año.

Serían los temas que se encuentran para su aprobación

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas, si están a favor, les pido se manifiesten levantando la mano. Muchas gracias.”

No habiendo comentarios, los Comisionados, por unanimidad, adoptaron el siguiente acuerdo:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.02.008/16

Con fundamento en el artículo 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en lo dispuesto en el capítulo "Criterios para tratar asuntos con terceros" del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las solicitudes descritas en la propuesta presentada en la sesión, para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo.

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informes sobre los avances de la tercera y cuarta convocatorias de la Ronda 1.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones de la Comisión.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con relación al proceso de licitación CNH-R01-L03/2015 relativo a las 25 Áreas Contractuales terrestres, informo a este Órgano de Gobierno los avances del proceso.

Actualmente nos encontramos en la fase de suscripción de los contratos y hago de su conocimiento que los licitantes ganadores al día de hoy han presentado ya toda la documentación legal –llámese constitutivas, poderes, manifestaciones de cumplimiento de obligaciones fiscales, proyectos de garantía–, y el Comité Licitatorio se encuentra en proceso de revisión.

Por otra parte, de acuerdo con las Bases, a más tardar el 8 de marzo los licitantes ganadores cuyas Áreas Contractuales tienen campos en producción deberán presentar su propuesta de plan provisional. Al día de hoy hago de su conocimiento que ya recibimos uno que se encuentra en revisión por el área técnica.

Toda la información de esta licitación se encuentra disponible en la página www.ronda1.gob.mx.

Con relación al proceso de licitación CNH-R01-L04/2015 relativo a 10 Áreas Contractuales de aguas profundas, informo a ustedes lo siguiente.

Nos encontramos en la fase de acceso al Cuarto de Datos. Al día de hoy tenemos 13 que han solicitado el acceso al Cuarto de Datos, 11 han sido autorizadas ya a tener acceso al Cuarto de Datos, 10 compañías ya tienen acceso al cuarto de datos. En términos generales, las empresas que tienen acceso al cuarto de datos son:

1. Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.
2. Hess México Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.
3. NBL México, Inc.
4. Statoil E&P México, S.A. de C.V.
5. Atlantic Rim México, S. de R.L. de C.V.
6. BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.
7. BP Exploration México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

8. Total E&P México, S.A. de C.V.
9. Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.
10. ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.

En la fase de Precalificación en este proceso hago de su conocimiento que ocho empresas han iniciado el proceso de Precalificación, toda vez que han efectuado el pago correspondiente. Las empresas son:

1. Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V.
2. Total E&P México, S.A. de C.V.
3. Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.
4. Hess México Oil and Gas, S. de R.L. de C.V.
5. Statoil E&P México, S.A. de C.V.
6. Atlantic Rim México, S. de R.L. de C.V.
7. ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V.
8. BP Exploration México, S.A. de C.V.

Toda la información del proceso se encuentra disponible en la página www.ronda1.gob.mx.

Hasta este momento, esos son los avances que tenemos en los dos procesos que continúan vigentes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, ¿cuántas empresas dijo que están en la fase de Precalificación?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ocho empresas. Esta información es actualizada al día de hoy.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA .- Perfecto, ocho empresas.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ocho empresas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias. Doctor Martínez, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría hacer un comentario de la Tercera Convocatoria. Ya lo comentó nuestro Director, son contratos que están en la revisión del plan provisional para poder después llegar a la definición de la firma del contrato.

El planteamiento es que el plan provisional va a cambiar muy rápidamente porque cuando empiecen a operar, van a poder tener mucha más información y creo que debemos dar celeridad, dado que esto va a cambiar, para que se pueda hacer a la brevedad posible. Lo que vimos es que solamente hay una empresa que ha presentado el plan, y lo hemos comentado también con el maestro Ulises Neri, poder acelerar todo este trámite por parte de los operadores, nosotros, de tal forma que pudieran ya empezar a operar, empezar a invertir y empezar a incrementar la producción. Posiblemente, el maestro Ulises pueda hacer un comentario adicional en relación a estos planes provisionales, de qué se tratan, a lo mejor no está tan claro para todos qué es un plan provisional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, ¿nos puede exponer por qué la necesidad del plan provisional? ¿Cuál es su alcance?

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ULISES NERI FLORES.- La mayoría de los campos que están en la Tercera Licitación, que fueron licitados en diciembre pasado, tienen actividades de producción, tienen pozos actualmente produciendo y, en ese sentido, el objetivo principal del plan provisional es prever cuáles son las actividades para mantener esa operación, cuando menos de la producción que actualmente se tiene como base. Si hubiera alguna actividad adicional que permitiera alguna producción adicional pero asociada a esa misma actividad, también se está evaluando, pero su principal objetivo es cómo dar mantenimiento a esa producción y a las actividades asociadas a ello para mantener una integridad de la operación que se tiene.

Es diferente al plan de desarrollo que sí prevé las actividades, las acciones técnicas, las estrategias para maximizar el factor recuperación, que incluye



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos adicionales y otras actividades. Un plan provisional, como su nombre lo dice, es para mantener la operación en condiciones de seguridad y ambientales.

En este sentido, también hay otro tema que estamos viendo con el Jefe de Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos en cuanto a la línea base ambiental, que es un tema que se está discutiendo actualmente con la ASEA y con la Secretaría de Energía paralelo a esta actividad del plan provisional.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si no recuerdo mal, creo que son 19 de las 25 Áreas Contractuales las que tienen producción actual, que serían los supuestos donde debe existir este plan provisional. En efecto, al día de hoy solamente hay una que ya presentó este plan. Yo coincido con el doctor Martínez en la importancia de buscar de alguna manera acelerar este proceso.

Otro dato que me llamó la atención es que de las 25 Áreas Contractuales que se adjudicaron, ya las 25 empresas ganadoras han presentado –según lo dijo el Director General– sus documentos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- La información legal ya la presentaron todas y estamos en proceso de análisis.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien, muchas gracias.

No habiendo comentarios, los Comisionados adoptaron el siguiente acuerdo:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.02.009/16

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de los informes sobre los avances de la Tercera y Cuarta Convocatorias de la Ronda 1.

III.2 Informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo, autorizadas previamente.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva indicó que en cumplimiento de lo dispuesto en el Código de Conducta, presentaría el informe sobre los foros, eventos públicos y visitas de trabajo que habían sido aprobados mediante el mecanismo de aviso previo.

La presentación se hizo en los términos que a continuación se transcriben:

“SECRETARIA EJECUTIVA.- En el segundo punto de los asuntos para conocimiento está el informe de solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo. En esta ocasión se recibieron entre la sesión pasada y la de hoy dos solicitudes de comisionados.

El Pan American Mature Fields Congress, evento al que acudió el Comisionado Edgar Rangel del 17 al 18 de febrero de 2016.

Y el evento del IHS Energy CERAWEEK, en donde participaron el Comisionado Presidente, el Comisionado Edgar Rangel y el Comisionado Sergio Pimentel Vargas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Eso sería el informe, únicamente se trata de un asunto para conocimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Adelante, Secretaria.”

No habiendo comentarios, los Comisionados adoptaron el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.02.010/16

Con fundamento en el artículo 13 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en lo dispuesto en el capítulo “Criterios para tratar asuntos con terceros” del Código de Conducta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno tomó conocimiento de las solicitudes para participar en foros, eventos públicos y visitas de trabajo referidas en el informe presentado en la sesión, mismas que fueron aprobadas mediante el mecanismo de autorización previa.

IV.- Seguimiento de acuerdos y resoluciones

En desahogo de este punto del Orden del Día la Secretaria Ejecutiva indicó que se trataba del reporte sobre seguimiento de acuerdos y resoluciones, que había sido entregado a los Comisionados con anticipación y preguntó si tenían algún comentario.

No habiendo comentarios, los Comisionados adoptaron el siguiente acuerdo:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.02.011/16

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del informe sobre el seguimiento de acuerdos y resoluciones.

V.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

Antes de concluir la sesión, el Comisionado Presidente se refirió al anuncio que había hecho el Presidente de la República e hizo el siguiente comentario:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más un comentario, Secretaria. Precisamente en este foro en el que estuvimos algunos comisionados en la ciudad de Houston, el señor Presidente de la República anunció la fecha para la presentación de ofertas económicas de la Cuarta Licitación. Esto lo estaremos formalizando nosotros en este Órgano de Gobierno, en sesión extraordinaria, el día de mañana. ¿Les parece bien, colegas comisionados? Estaremos recibiendo formalmente el comunicado el día de hoy de la Secretaría de Energía con esta decisión de política energética que consideramos muy atinada y mañana tendríamos sesión extraordinaria para modificar las Bases de Licitación. Muchas gracias.”

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:56 horas del día 25 de febrero de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Segunda Sesión Ordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva