



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:45 horas del día 14 de julio del año 2016, se reunieron en la sala de juntas del Órgano de Gobierno 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 Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Vigésima Octava Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.1415/2016 de fecha 13 de julio de 2016, respectivamente, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, 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 se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por la empresa GX GEOSCIENCE CORPORATION, S. de R. L. de C. V con número ARES-GXG-MX-15-6T6/1093, 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 emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- II.3 Contratación de los servicios de comercialización de hidrocarburos del Estado, mediante adjudicación directa conforme a lo dispuesto por el Transitorio Octavo de la Ley de Hidrocarburos.

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 GX GEOSCIENCE CORPORATION, S. de R. L. de C. V con número ARES-GXG-MX-15-6T6/1093, 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, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Director

Órgano de Gobierno

Vigésima Octava Sesión Extraordinaria

14 de julio de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

General de Autorizaciones de Exploración, el ingeniero José Antonio Alcántara Mayida.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Me voy a permitir presentar la solicitud de la compañía GX Geoscience como se mencionó, pero antes quisiera presentar un resumen estadístico del estado que guardan las autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial autorizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Dentro de las empresas solicitantes tenemos a la fecha un total de 61 empresas de las cuales la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha aceptado 49. Esto es lo que nosotros denominamos Ares A o es el padrón en el que se registran todas las compañías solicitantes dentro de la Comisión. Dentro de estas 49 aceptadas, tenemos nueve desechadas, un desistimiento y dos que están en evaluación de la documentación para ingresar a este padrón, que es la compañía Magna Operating y la compañía Geo Temp.

Esas son las compañías que tenemos actualmente en revisión. Dentro de los proyectos Ares B, que ya son solicitudes de estudios a realizar, tenemos 45 proyectos presentados en total y hay un resumen en donde tenemos autorizados 34, de los cuales 22 son con adquisición de datos y 12 sin adquisición de datos. En proceso, como mencionaba, las dos compañías Geo Temp y Magna; y dentro de los no autorizados tenemos uno; dentro de desechados tenemos ocho y tenemos un total de 45 que mencionaba en Ares B.

Dentro de los 34 proyectos autorizados por el Órgano de Gobierno, que se distribuyen en 14 empresas, son las únicas que ahorita, digamos, han desarrollado actividades dentro de exploración y reconocimiento superficial. Y actualmente tenemos aquí precisamente las 34 ya autorizadas y podemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ver aquí GX Geoscience, que es la que nos va a ocupar el día de hoy con el número de registro Ares-GXC-MX-15-6T6/1093, dentro de la tecnología sísmica 3D y es una duración del proyecto de 15 meses dentro de los entregables que se van a dar por parte de esta compañía. Están las imágenes en tiempo y profundidad para el área que a continuación veremos.

Esta es el área, como ustedes pueden observar, que pretende estudiar la compañía GX Geoscience para reproceso de información y el proyecto lo denomina la compañía como Olmeca 3D. El área de estudio está, como se ve, ubicada en el golfo de México. La superficie a estudiar son 55,453.27 Km². Los datos a reprocesar son 16 cubos sísmicos 3D en aguas someras y profundas. Aquí se va a utilizar la atenuación de múltiples para el mejoramiento de la resolución vertical y lateral. Utilizando reprocesamiento de banda ancha, la iluminación sísmica de buzamientos altos, o sea son áreas complejas, a través del uso del Reverse Time Migration y el mejoramiento de la relación señal-ruido. Todo esto para mejorar la respuesta sísmica de los plays que se encuentran en la parte del Terciario y del Mesozoico. Esto es lo que se pretende desarrollar con estos datos a reprocesar. Las tecnologías a utilizar son 3D Surface-related, el multiple de eliminación, el Reverse Time Migration que les mencionaba y el Tilted Transverse Isotropy. Luego viene la parte de objetivos geológicos, como mencionaba, dirigidos hacia el Terciario, Mioceno, Eoceno y Mesozoico. Dentro de los entregables están Gathers de migración, el Modelo de Velocidades, el Apilado en Tiempo y Profundidad y el Modelo de Cuerpos de Sal. La duración del proyecto se pretende desarrollarlo en 15 meses. Este considera además el amarre de pozos, de 36 pozos que nos están solicitando y los 16 cubos sísmicos es información existente actual.

El alcance pues es proporcionar información más precisa debajo de las zonas de alta complejidad tectónica y con objetivos específicos bajo domos salinos, que permitan una mejor evaluación de los plays, utilizando técnicas de última generación en el reprocesamiento de esos 16 estudios sísmicos independientes.

Los beneficios con este reprocesamiento de los datos sísmicos 3D en aguas someras y profundas y su correspondiente interpretación, se pretende obtener:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Un conjunto de datos regionales reprocesados, consistente de imágenes en profundidad de estudios adyacentes para el área Sur Oriental de la Cuenca de Campeche con la finalidad de evitar los efectos del borde de los estudios independientes, o sea de esos 16 que mencionaba. El enlace entre la geología de la plataforma continental en aguas someras, con la geología correspondiente en aguas profundas, incluyendo el amarre de los 36 pozos que describía inicialmente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Ingeniero. Colegas, ¿algún comentario?

Yo te tengo una pregunta Ingeniero. El estudio de sismica que van a reprocesar abarca – ¿podemos ver el mapa? Quisiera ver el mapa pero que usted me precisara – de lo somero hasta aguas profundas, ¿verdad?

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me quedó la duda de si el espacio de aguas profundas logra tocar algunas de las áreas contractuales que están siendo licitadas ahora en la Cuarta Licitación. No, digo, sería interesante saber si... porque muchas veces vemos que las empresas de geofísica al tiempo que la Secretaria de Energía emitió el Plan Quinquenal y posteriormente se anuncian las áreas de las Licitaciones, vamos viendo como todo eso detona también interés de las empresas geofísicas por estudiar las áreas. Aquí me da la impresión de que – yo creo que – quizás si toca, ¿no? Alguno de esos. Si ingeniera.

TITULAR DE LA UNIDAD DE EXPLORACIÓN, INGENIERA CARMEN LAURA MORALES RECINOS.- Aquí casi tres cuartas partes de aguas profundas están cubiertas. Donde está, la parte central, falta esa pequeña parte, entonces sería una cuarta parte de lo que ustedes tienen definido en el Plan Quinquenal.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En el Plan Quinquenal. Ok, entonces si toca una de la áreas contractuales contempladas en Plan Quinquenal y por ende en la Cuarta Licitación. Muy



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bien. Esta empresa ya tenía también algún estudio ¿ah? Ya estaba haciendo algún estudio ¿no? ¿O es el primero que hace?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, no, ya tiene otros como veíamos en el resumen estadístico, ya tiene dos proyectos presentado s anteriormente. Tenía otro proyecto que precisamente cambió por este que está desarrollando. Propiamente ha solicitado cuatro, de los cuales este es el tercero que va a desarrollar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Es reprocesamiento. Significa que la empresa solicita una licencia para poder acceder a uno o algunos de los estudios sísmicos que tiene la CNH en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos para reprocesarlos, lo cual significa poderlos analizar con nuevos algoritmos y mejorar la calidad de las imágenes. Y eso, bueno, pues eso abona a la información para reducir la incertidumbre de los proyectos que ahí se están licitando. Muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver si el Ingeniero Alcántara nos puede precisar: De los 34 proyectos autorizados, no necesariamente todos han comenzado actividades.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces, ¿si nos podría actualizar el número de proyectos que han comenzado actividades hasta este momento?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. Nosotros tenemos, este... sin adquisición, tenemos en desarrollo cinco pero pendientes de iniciar tres. Y con adquisición de datos, tenemos en desarrollo 13 y pendientes de iniciar tres. Dentro de los tipos de proyectos que tenemos ahí son Sísmica 2D, Gravimetría magnetometría, el Estudio Aero magnético, Sísmica 3D, un estudio geoquímico y uno de Multi Az. Entonces ese es el resumen de los proyectos de esos 34.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es decir que se autorizan los proyectos por el Órgano de Gobierno y tienen, aproximadamente, un lapso de 120 días para iniciar actividades para conseguir los permisos correspondientes a las otras autoridades. Ese es el punto.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Nada más para complementar lo que menciona la Comisionada, este, dentro de ese plazo de 120 días, actualmente tenemos cinco proyectos que expiraron por haber traspasado esos 20 días y no haber iniciado en ese lapso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Sería bueno – lo voy a hablar con el equipo de la CNH – que esto lo dejáramos muy claro también en la página web, ¿no? Cuales ya iniciaron, cuáles no. Hay un video ahí que hizo una empresa australiana que está en nuestra página donde muestra la actividad de los que si ya iniciaron, que es mucha actividad, pero no está actualizado. Entonces, tomo nota de lo que apunta la Comisionada Doctora Alma América para estar actualizando, ser oportunos en la página de internet y mostrar cómo va la actividad de los que hemos autorizado. Ingeniero Alcántara, si ahí me ayuda a coordinarse con la Licenciada Patricia Alfaro, mi Coordinadora de Asesores, para que ahí en la página web estemos reportando con oportunidad cuales van teniendo actividad y cuáles no. Y de los que van teniendo actividad, que avance en la actividad, como lo muestra ese video que anda por ahí en la página web, se ve muy clara la actividad aunque ese video está quedando desactualizado porque tiene la actividad hasta febrero (me parece) de este año ¿no? Comisionado Acosta, usted levantó la mano, ¿no? Comisionado Martínez, disculpe.

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- Muchas gracias. Es con respecto a la información que están requiriendo para hacer el proyecto. Ya se dijo que es una buena parte de la sísmica que fue adquirida, pero también se habló de pozos. Y dentro del listado de pozos hay una información que solicitan, que es pruebas de presión. Dice, “preferiblemente en formato digital”. La pregunta es: ¿Todos los que están haciendo reprocesamiento están pidiendo la misma información de pozos o cada quien hace su solicitud en forma diferente? Porque me llama la atención esto de las pruebas de pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, cada quien la hace de manera diferente, dependiendo del estudio que están desarrollando hacen ese amarre que le llaman ellos coloquialmente, ese amarre con los pozos, solicitando información complementaria a lo que desarrollan en la parte geofísica. Pero si, cada quien hace...

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- ¿Y lo de pruebas de presión lo están pidiendo todos?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- No, no, no. En este estudio es la primera vez que está apareciendo esa parte.

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- Porque piden las pruebas de presión preferiblemente en formato digital. No piden el análisis que sería la porosidad o permeabilidad que les permitiría ajustar sus modelos. Me llama la atención.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- Esta bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien colegas, ¿algún otro comentario? Comisionado Pimentel, por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No más para tenerlo claro, son 34 estos proyectos autorizados a los que ya se refirieron antes de 14 empresas, pero entiendo que empresas con Ares A, ya en el padrón son muchas más, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, en el padrón tenemos 61 solicitudes, de las cuales se aceptaron 49 a la fecha.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y de esas 49, ¿14 presentaron 34 proyectos en total?

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y perdón, podríamos nada más rectificar. Sé que lo van a publicar en la página, pero dijo Ingeniero que son sin adquisición cinco ya en marcha y tres pendientes. Con adquisición 13 ya en marcha y tres pendiente. Eso suma 24. Y cinco que ya no presentaron actividades.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Lo que pasa es que dentro de esos tenemos nosotros 45 proyectos presentados en total, de los cuales 34 ya ha autorizado la Comisión. Entonces, tenemos esos 34 y usted mencionaba que teníamos en autorizaciones con adquisición.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿13?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Y tenemos 13 en desarrollo y cinco...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y tres pendientes, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Y tres pendientes de iniciar.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Correcto. Son 16. Igual y no es mi intención desde luego ahorita.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Tenemos 34 autorizados, de los cuales con adquisición son 13 en desarrollo y tres por iniciar. Eso suma 53.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, ¡caray! A pues ya nos fuimos más allá. Bueno, digamos... coincido pues con la petición del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presidente de tenerlo claro y actualizado en la página porque a mi ahorita ciertamente no me cuadraron los números y no se trata de cuadrarlo aquí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hagamos, ingenieros... pongamos en la página a ver si lo podemos hacer hoy mismo, cuales tienen actividad, cuales no y de los que tienen actividad también en qué fase de la actividad van porque son programas multianuales. En muchos casos, sobre todo los de adquisición, son programas que pueden durar tres años o más. Entonces es importante que podamos ver ahí y que sea claro para todos este programa que tiene tres años de adquisición sísmica en esta área, que áreas ya adquirieron o reprocesaron; y luego en futuras sesiones, bueno yo en lo personal y presumo que quizás algunos otros, sobre todo los que nos ven en internet, a ver si podemos colegas muy brevemente – y esto nos lo podemos echar a través de varias sesiones – alguna explicación sencilla, corta, de en qué consiste los temas de los reprocesamientos y la adquisición, adquisición ¿no? Si podemos, este, comunicar eso de la mejor forma, ¿no? Algo sencillo. Porque ahorita el Ingeniero Alcántara se echó un señalamiento y esa es la idea: Que sea muy breve de conceptos de reprocesamiento que sería muy bueno poder explicar luego aquí en el Órgano de Gobierno. Muy bien, doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Voy a agregar algo, este, no para agregar complejidad si no simplemente para clarificar, es que además de todas esas empresas que tenemos, las empresas que tengan asignación o contratos en algún área en México, también entran en el proceso Ares, simplemente con una notificación de que van a hacer algún tipo de estudio de este tipo y también se tienen cuantificadas dentro del proceso Ares. Entonces, también hay que agregar todas estas que hay una cuantificación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como subraya la comisionada, que es, cuando la empresa, es una empresa de geofísica va a hacer un estudio independiente de la asignación que tiene PEMEX o del área contractual que tenga alguna empresa, si esto es independiente del Contrato de Asignación, se viene y se solicita la autorización. Pero si la empresa asignataria, en este caso solo PEMEX, o el contratista quieren realizar un estudio de exploración superficial dentro de su área contractual o área de asignación, ahí lo que marca la ley y la regulación, ahí no se requiere la autorización, se da el aviso. Porque esos estudios son parte de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

un plan de exploración que ya aprobamos. Pero es que también eso, ¿no?
Mostrar esa estadística. Ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Para redondear la pregunta que hizo me quedó de porqué no me checaban los números, es que teníamos como bien decía el Comisionado, tenemos en desarrollo 13, pendientes por iniciar tres. Y en la parte de sin adquisición de datos, tenemos cinco en desarrollo y tres por iniciar. Faltaba comentar que dentro de estas autorizaciones, hay diez proyectos que no han iniciado, que no están dentro de eso. Y que son precisamente: Que expiraron autorización, son 5 que yo mencionaba en un principio que habían desistido de autorización 2 para la parte de adquisición. Y en la parte de sin adquisición, desistieron de autorización 3 compañías. Entonces eso suma las 34.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel, ¿aprueba la matemática finalmente?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Martínez, Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- Solamente quisiera plantear un buen deseo, que ojala las siguientes Ares B sean en tierra. Esta fue otra más de mar, ¿no? De procesamiento. Ojala podamos tener más de este tipo de autorización.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, esto es muy importante. Y lo que te comentaba Ingeniera antes de la sesión. Lo que apunta el Ingeniero Comisionado Martínez muy importante, es algo que hemos señalado en la comisión. Ha sido muy exitoso. La reforma ha detonado una gran actividad de exploración superficial, impresionante. Hoy por hoy el Golfo de México, en la jurisdicción mexicana, es el área más estudiada, con mayor actividad de exploración en el mundo en cuanto a inversión y alcance se refiere. Pero es muy notorio que no hemos dado ninguna autorización de adquisición sísmica en tierra. Este es el primer eslabón de toda la cadena de la industria de exploración y extracción. Si no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hay sísmica, y si está en tierra, si no hay nueva adquisición en tierra y esto se mantiene, bueno, eventualmente no podríamos estar teniendo una dinámica como quisiéramos de Licitaciones y nuevos proyectos de inversión. Entonces es muy importante, ojala surjan sobre todo yo creo que aquí se requiere de mucha vocación de empresas nacionales que entren. La regulación lo abre a toda las internacionales. Lo que hemos visto es que hasta ahorita las internacionales no han llegado a solicitar estas autorizaciones de adquisición sísmica en tierra. Yo creo que es un área donde las empresas mexicanas, los locales, tienen una ventaja competitiva natural. Ojala estemos viendo esos proyectos en tierra pronto que son muy importantes ¿no? Esta es la punta de lanza de toda la industria, si se detiene la adquisición de sísmica, eventualmente años después se va a frenar la inversión. Entonces es muy importante lo que apunta el Comisionado Martínez. Habrá que, este, estar cerca de los geofísicos nacionales y también internacionales, facilitándoles la información y lo que podamos, esperamos, ojala veamos pronto proyectos de sísmica en tierra. Ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Nada más complementando lo que usted menciona, actualmente si tenemos en tierra únicamente dos compañías que están desarrollando y son de reprocesamiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hemos visto en nuestro mapa y que bueno que sean de reprocesamiento. No hay todavía adquisición, que es lo importante. Y la razón no es porque tengamos mucha información en tierra. Siempre la búsqueda y la adquisición se mantienen porque las tecnologías van cambiando y de hecho la más antigua de la información, digamos, es la de tierra precisamente en donde podemos traer nuevos estudios.

Muy bien, ¿algún otro comentario colegas? ¿No? Bien, secretaria ejecutiva, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.

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

Órgano de Gobierno

Vigésima Octava Sesión Extraordinaria

14 de julio de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



RESOLUCIÓN CNH.E.28.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite autorización a la empresa GX GEOSCIENCE CORPORATION, S. de R. L. de C.V con número ARES-GXG-MX-15-6T6/1093, 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.28.001/16

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 GX GEOSCIENCE CORPORATION, S. DE R. L. DE C.V., con número de registro ARES-GXG-MX-15-6T6/1093 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.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Acosta Félix, 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 HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias presidente, gracias estimados Comisionados compañeros. Bueno, fue turnado para elaboración de ponencia, asistencia técnica a la Secretaría respecto a la procedencia de migración de las asignaciones A-0120-M-Campo-EK y A-0039-M-Campo-BALAM a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Recordemos que la forma de tener autorización por parte del estado para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México, se realiza a través de dos figuras: Una que es la asignación que es para aquellas empresas productivas del Estado, en este caso la única que existe en México de esta naturaleza es Petróleos Mexicanos. Y los Contratos para la Exploración y Extracción que están a cargo de empresas privadas. Pero existe un procedimiento en el cual una asignación, cuyo titular es una empresa productiva del estado, puede convertirse, a través de un procedimiento especial que establece la Ley de Hidrocarburos en un Contrato de Exploración y Extracción. Es el caso que nos ocupa precisamente donde la Secretaría de Energía nos está informando mediante oficio 552-DG-CP-256/16, recibido el 23 de junio del año en curso de esta Comisión, en la cual nos ha solicitado asistencia técnica sobre la procedencia de las solicitudes de migración de las asignaciones previamente señaladas. En este



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caso es importante mencionar que la migración puede ser para que la empresa productiva del Estado se busque un socio privado para efecto de llevar a cabo las actividades de exploración y extracción o bien simplemente para que migre en forma única y de forma solamente con el propósito de cambiar su régimen de asignación a un Contrato de Exploración y Extracción, que es el caso. Estamos ante una solicitud de migración, en la cual lo único que se está buscando es cambiar de una asignación a un contrato. El fundamento legal para conocer de este procedimiento está establecido en el artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos y asimismo está desarrollado de forma reglamentaria en la normatividad establecido en el Reglamento de la Ley en su artículo 30, fracción segunda, la cual establece tres supuestos que se deben de satisfacer para efectos de autorizar una migración. Lo que le corresponde a esta Comisión es analizar si esos tres supuestos se cumplen satisfactoriamente con el propósito de opinar ante la Secretaría de Energía respecto de la probable procedencia de dicha migración, de solicitud de migración. Estos tres supuestos que establece el artículo 29 son:

Primero, que el proyecto que busca migrar tenga una producción incremental de hidrocarburos. Un segundo criterio es que el proyecto busque la implementación de reservas adicionales y, en tercer lugar, que se demuestre el escenario de gastos, costo de inversiones necesarias, para un desarrollo eficiente del punto de vista técnico que incluya un programa adicional de trabajo con respecto al original. Para efecto de atender la ponencia, solicitamos al Ingeniero Ulises Neri, titular de la Unidad Técnica de Extracción, hiciera su respectivo dictamen técnico, el cual le solicitamos nos lo exponga en razón de que fue base para efecto de la preparación de la presente ponencia.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Muchas gracia Comisionado, Comisionados. En relación a esta ponencia y a esta opinión técnica, a efectos de poder identificar los elementos que se prescriben en el artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, principalmente esta área técnica hizo una evaluación acerca de la fracción dos respecto a la justificación de la conveniencia de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

migración en términos de la conveniencia para la Nación en términos de la producción base e incremental en la incorporación de reservas adicionales. El escenario de gastos, costos de inversiones necesarios para poder desarrollar de manera eficiente este proyecto, Principalmente estos fueron los elementos los cuales se evaluaron desde el punto de vista técnico y económico para poder determinar esta conveniencia para la Nación. La siguiente por favor:

Aquí podemos ver de una manera general y resumida cuales son las características de este campo. Podemos ver que están dos asignaciones, una de 24 Km² y otra de 39 Km² se encuentran en el Golfo de México con el tirante de agua entre 50 y 55 metros, corresponde a 2 yacimientos principalmente. En las características adicionales de este yacimiento se puede ver aquí en esta lámina la litología, la porosidad y el tipo de hidrocarburo que están siendo extraídos del mismo.

En otro yacimiento, principalmente en el Cretácico Superior, son aceites pesados, que su misma complejidad para poderlos transportar, para poderlos producir, son diferentes en este caso al otro yacimiento. Entonces hidrocarburos se mezclan en el primer término, en las instalaciones de Costa Fuera y esta producción llega a la terminal marítima de Dos Bocas, que a su vez se distribuye esta producción parte, inclusive a las refinerías en el Sistema Nacional de Refinación. Parte de ello llega a Paloma, después del Sistema Nacional de Refinación y una fracción de ella llega en este caso a Salina Cruz; y entre otros centros de distribución. El yacimiento, es un yacimiento principalmente el Jurásico Superior Oxfordiano, el primero que está ahí asociado en estos campos, es un yacimiento ya depresionado, ¿sí? Principalmente. En caso del Cretácico. El otro yacimiento, tiene un acuífero de alta energía también. Esa alta energía y esos acuíferos lo que trae como consecuencia es que en poco tiempo o ya se está teniendo una producción importante de agua. Las labores de deshidratación de la Instalaciones de Producción asociada a la misma, es muy importante. Y los temimos de medición de hidrocarburos también, sobre todo por la cantidad de agua grande que se está produciendo de estos hidrocarburos. No solamente en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las áreas operativas, sino también en los centros de venta del mismo. Pediría complementar esta primera lámina al Ingeniero Raúl Hernández para que nos pueda detallar un poquito más acerca de las características geológicas y técnicas asociadas a estas asignaciones. Por favor Raúl.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO RAÚL HERNANDEZ RODRÍGUEZ.- Si bueno. Buenas tardes. Efectivamente como menciona el Ingeniero Ulises, bueno, las características geológicas que presentan tanto el campo EK como el campo BALAM en sus dos yacimientos principales, bueno, definen las características de los proyectos asociados a la explotación de estos dos yacimientos. Enfocándose principalmente en Jurásico Oxfordiano en el cual, bueno, PEMEX establece que el proyecto, la caja fuerte, la parte pesada del proyecto, está enfocada a la explotación de este yacimiento. Inclusive menciona que utilizara agua proveniente del acuífero de alta energía que contiene la parte Cretácica en el yacimiento naturalmente fracturado para inyectarla en la parte Jurásica Oxfordiano. Eso principalmente es el resumen del proyecto como tal. Para tal efecto aquí se presenta la comparación de los proyectos tanto el escenario base como el escenario incremental en el cual, bueno, se define la parte de planes, de pozos de desarrollo enfocados a lo que es Jurásico Oxfordiano que en el escenario Ronda 0 se mencionan 17 perforaciones principalmente y en el incremental 31, con lo cual se puede establecer, se puede observar, un incremento en la productividad de los yacimientos, del yacimiento principalmente Jurásico Oxfordiano. Mayor actividad en la parte de reparaciones mayores, esto también impactará obviamente en lo que son reclasificaciones de reserva y la infraestructura compartida con Ek-Balam en la cual bueno se establecen o ahí se definen las inversiones asociadas a este proyecto. La parte de abandono, que también es importante mencionarla, por las características que menciona el proyecto y ya se incorporan dentro de la rentabilidad para tener una buena evaluación económica que defina un proyecto rentable. Y bueno, otra infraestructura, en este caso generación eléctrica, sistemas artificiales de producción, que es importante mencionarlo en el caso de Ek-Balam, bombeo neumático y bombeo electrocentrifugo. En la parte de extracción el mantenimiento de presión de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Jurásico Oxfordiano por medio de inyección de agua de mar extraída principalmente de Cretácico como ya se mencionó.

Aquí se puede observar principalmente la parte de aceite, los comparativos de pronóstico de producción de los dos escenarios, en el caso de escenario Ronda 0 y en el caso del escenario incremental, en el cual, bueno, pues se nota la aceleración de la producción debida a la actividad física que se tiene planeada para el proyecto y los volúmenes a recuperar en los cuales pues se observa que hay un delta entre Ronda 0 y el escenario incremental. Adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Antes de pasar a la siguiente lámina, quisiera hacer mención que estos escenarios de producción y conforme al artículo 29 del Reglamento, habla en esa fracción dos, de la producción base incremental. ¿A que le llamas producción base o con que estamos comparando? Con el último plan aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el marco de Ronda 0. Esa es nuestra base que estamos tomando como referencia para poder hacer ese comparativo. Entonces, esa gráfica y en ese primer inciso del Reglamento, inciso a de la producción base incremental, ese va a ser Ronda 0. Y el incremental, ese es el nuevo plan que está presentando Petróleos Mexicanos con el objeto de hacer una migración en este caso sin el socio correspondiente. En este caso también queremos mencionar que los proyectos desde Ronda 0 al nuevo proyecto, hay una variación que se puede ver ahí, incremental, de más o menos unos 30 millones. Lo que quiero mencionar es que estos proyectos van a ser dinámicos. En Ronda 0, hubo una fotografía en el tiempo de un Plan de Desarrollo a unos precios dados a un presupuesto dado. Y esto va a ser dinámico. Si yo lo evaluó en 2014, en 2015 y hasta llegar hasta 2016, estoy proyectos van cambiando y las compañías petroleras, las operadoras, van haciendo diferentes escenarios, se van ajustando en función al presupuesto, en función a la tecnología, en función al descubrimiento, reclasificación de reservas, etc. Entonces esto puede ser muy dinámico. Aquí el incremento lo estamos viendo como una aceleración de la producción, no necesariamente como un delta de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción adicional. El acelerar la producción tiene impacto económico principalmente asociado al valor presente neto. Pero si yo tengo una aceleración cuando tengo un precio bajo, tenemos que ver si es lo mejor o si es lo más conveniente para la Nación. Muchas veces podría convenir no acelerar la producción e inclusive diferirla buscando el mejor beneficio para la Nación. En este caso nos presentan un escenario incremental solamente asociado a un incremento o una aceleración de la producción, no necesariamente en una incorporación adicional de volúmenes.

Aquí, y pasamos al inciso "b", que menciona el artículo 29 del Reglamento. La fracción b menciona la incorporación de reservas adicionales – una más por favor – y aquí solamente hago un breve paréntesis en decir cuáles son esas reservas que están ahí incorporándose. El término reservas muchas veces, y esto es un poco para, también para, conocimiento del público que nos está viendo. La reserva es un concepto técnico-económico, no solamente es ese hidrocarburo que está en el subsuelo, que muchas veces se entiende así (que la reserva es lo que está en el subsuelo). Hay toda una serie de elementos técnicos y económicos para poder bautizar a un recurso por recuperar como reserva. Y algunos términos ven en esta lámina, como la parte sísmica, geológica, los registros y núcleos que definen el volumen original de yacimiento, los análisis PVT, la historia de producción, el espaciamiento, la terminación, etc. Del punto de vista económico esa reserva pues está asociado a los ingresos, costos, inversiones. Sobre todo muy importante el plan de desarrollo que lo asocia. Esto lo pongo como fundamento porque ahorita que veamos esa incorporación de reserva, como está previsto en el reglamento, la incorporación de reserva en este yacimiento o en estos campos, en estas asignaciones, principalmente está asociado a una reclasificación de las reservas.

Es un yacimiento, es un campo maduro, que ya fue delimitado, que ya fue definido, que tiene sus reservas probadas, probables y posibles bien definidas, es más, aquí podemos ver en esta lamina como la reserva 2P Y 3P es la misma, ¿sí? Prácticamente. Lo único que se está haciendo con el plan de desarrollo presentado ahorita en el marco de esta solicitud o de esta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

opinión, lo único que se está haciendo es actividad física adicional que permita acelerar esa producción y por lo tanto reclasificar reservas entre la probable a la probada. Y entre la aprobada, hay actividades que reclasifican entre la probada, hay actividades adicionales que clasifican entre la aprobada no desarrollada a la aprobada desarrollada no produciendo y a la aprobada desarrollada. En la siguiente por favor.

Aquí podemos ver como ese yacimiento que ya está delimitado en sus tres categorías de reservas, que inclusive ya probable y posible es la misma, ¿sí? Es solamente esquemático, no representa el yacimiento como tal asociado a Ek-Balam. Aquí, la parte posible y la probable es prácticamente la misma. Y las actividades que están presentando en esta solicitud principalmente son en algunos pozos adicionales que permiten esta reclasificación. Entonces, es decir, vamos a tener diferentes casos que se van a presentar a esta comisión de migraciones con diferentes grados de madurez de los campos. Cuando hay una madurez donde ya tengo un yacimiento definido, esa incorporación de reservas principalmente va a ser por dos motivos. Si es yacimiento maduro va a ser por recuperación mejorada adicional que se tenga, ¿sí? O por análisis adicionales que se pueda hacer en otros intervalos que si se pueda asociar a una actividad exploratoria, ¿sí? En campos con un grado de madurez menor si puede haber una incorporación de reservas por actividad exploratoria. En este caso también se hizo una consulta con el área de exploración para ver si no había esa posible actividad. Es un yacimiento maduro y pues aquí no había esa posibilidad. La siguiente por favor.

En términos de costo de operación, gasto de operación y de inversiones, que lo vamos a ver en la siguiente lamina también. Igual, ¿Cuál fue nuestra base? Ronda 0. En Ronda 0 había unos gastos de operación conforme al Plan de Desarrollo presentado en aquella ocasión. Lo mismo pasa con las inversiones igual, podemos ver también un incremento de esta actividad. El incremento no es un delta como tal en positivo. Si yo quiero buscar un beneficio en términos económicos, a mayor gasto, a mayor inversión, podría ser que el beneficio económico sea menor. Entonces aquí, los gastos de inversión finalmente es algo dinámico también, que el que sea optimo depende de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cómo estoy utilizando esas inversiones y como estoy optimizando esos gastos. En resumen, los cuatro elementos que se piden para evaluar, lo que es 1) la producción incremental; 2) la incorporación de reservas; 3) los gastos de operación y 4) de las inversiones. Son dinámicos. Y ese dinamismo depende de inversiones, de precios y de actividad física que se tenga. En este caso y estrictamente a como está el reglamento y a los preceptos que están definidos ahí, pues, esos deltas fueron evaluados en cuanto a una aceleración de la producción, en cuanto la incorporación de reservas en términos de una reclasificación y el escenario de costos de inversión asociados obviamente a ese plan de desarrollo. La siguiente por favor.

Bueno, en estos términos y haciendo esa evaluación, pues, el sentido de la opinión y como está siendo evaluada conforme al artículo 29, pues vemos conveniente desde el punto de vista técnico esa migración en cuanto al delta que estamos comparando del escenario de Ronda 0 al nuevo plan de desarrollo para migración. Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Ingeniero. Bueno, pues como pueden observar, la opinión técnica del área de extracción, nos está concluyendo para efectos de preparar esta ponencia, que se cumplen los tres supuestos establecidos en el artículo 29, fracción segunda, y que se exigen para efectos de otorgar una opinión favorable para efecto de llevar a cabo una migración y que se refieren a la producción incremental, a la incorporación de reservas y a un incremento también en la inversión. Derivado de esto, solicitamos también la opinión al área jurídica para efecto de que emitiera su dictamen y el área jurídica nos está expresando en principio que la asistencia técnica requerida por la SENER en su oficio correspondiente se encuentra prevista en el artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos y conforme al artículo 30, fracción segunda de su Reglamento. La Comisión deberá emitir a través de una opinión. La asistencia técnica de esta Comisión cumple con los requisitos y procedimientos establecidos en los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos, así como 29 y 30, fracción segunda, del Reglamento de la Ley de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos con base en la documentación proporcionada por la unidad técnica responsable de la emisión del mismo.

En este sentido, la propuesta de resolución que nosotros estamos poniendo a su consideración pues es otorgar una opinión favorable respecto de la solicitud de asistencia técnica que nos está solicitando la Secretaría de Energía para efecto de llevar a cabo la migración de las asignaciones multi-referidas. Sin embargo, estamos incluyendo dentro de la misma ponencia, para efectos de resolución, un punto en el cual se establece lo siguiente:

Que derivado del contenido de dicha resolución, esta Comisión determina procedente dicha migración, toda vez que Petróleos Mexicanos presentó la Solicitud de Migración en términos de los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 de su Reglamento conforme al escenario incremental presentado. No obstante lo anterior, se advierte que esta comisión emitió en 2015 una asistencia técnica a la Secretaría de Energía a través de una opinión respecto a la procedencia de la migración de las mismas asignaciones, es decir, de la A120-M-campo-EK y A0039M-campo-BALAM a un contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos mediante resolución CNH-E.35.001 de 2015. Considerando la asociación con un posible socio – a diferencia de cómo se nos presenta hoy, que es sin socio – en el cual se observaba un escenario incremental que proyectaba mayor producción de hidrocarburos y un escenario distinto en cuanto a costos, gastos e inversiones, acorde con las características de la información de presentadas por PEP, comparando con la Solicitud de Migración, materia de la presente Resolución.

En concreto lo que estamos diciendo es que, si efectivamente, actualmente la solicitud que se nos presenta cumple con las disposiciones legales y reglamentarias exigidas. Sin embargo, no queremos dejar de mencionar que ya se había emitido una opinión semejante en la cual Petróleos Mexicanos, a través de la Secretaría de Energía, solicita una migración con socio cuyos escenarios se encontraban reflejando una producción incremental con un mayor beneficio para la nación que esta que se nos está presentando.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado ponente Héctor Acosta. Comisionado Moreira, usted levantó la mano, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este, cuando vemos la información, a mayor inversión pues resulta ser mayor producción, mayor reservas. Entonces esa es una consecuencia muy obvia. Yo creo que la pregunta es, ¿Por qué al migrar hay más inversión? Porque qué pasaría si con la misma asignación en el mismo modelo que tiene ahorita autorizado, hubieran hecho más inversión. Ese es el escenario con el cual habría que comparar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Otra vez, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si yo invierto más, voy a tener más producción y más reservas. Ok. Tú estabas trabajando bajo el modelo de asignación y te quieres mover al modelo de contrato. Entonces, tú me tienes que probar que si en la asignación hubieras invertido la cantidad adicional, hubieras sacado menos que en el modelo nuevo. Si no, no hay una justificación para el cambio. Ahora, cuando viene un socio, si hay una justificación en el sentido de que sin la migración no hubiera habido socio y no hubiera habido inversión adicional. Pero yo la pregunta que quería es saber, ¿Qué pasaría si hubieran invertido más en el modelo asignación? Entonces, si la respuesta es la misma, entonces no hay una justificación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Déjeme le doy una respuesta a ello. La lógica que señala el Comisionado Moreira es muy clara. Si invierto más, produzco más. ¿Porque no me presentas mayor inversión en el régimen de asignación en el que estas? La razón de ello es que el régimen de asignación tiene un tratamiento fiscal distinto. Entonces la respuesta es, “no te lo presento el mayor plan de inversión en la asignación porque no puedo, porque el régimen fiscal no me lo permite”, “pero si tú me lo autorizas, tu Secretaría de Energía y Hacienda me autorizan migrar esta asignación a un contrato, aun sin un socio, esto va a tener un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

régimen fiscal apropiado al campo” Es decir, va a tener otro régimen fiscal, presumiblemente menos oneroso, que me va a permitir poner más inversión en el campo. Entonces, ¿Por qué no te puedo presentar la mayor inversión? Porque el régimen fiscal está limitando la rentabilidad de la inversión. Si le cambiamos el régimen fiscal, que se puede hacer por la vía de un contrato, una migración sin socio, que es lo que están planteando ahorita, puedo invertir más.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Aceptando el razonamiento, se hace correcto. La demostración debería tener el esquema de fiscal. Yo lo estoy haciendo por cambio de esquema fiscal que me va a producir “x” cantidad de dinero que voy a poder reinvertir. Pero eso no aparece por ninguna parte.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno, lo que se acaba de explicar por parte del Comisionado Presidente es lo que subyace efectivamente dentro de la solicitud que está haciendo Petróleos Mexicanos a la Secretaría de Energía para migrar. Ese es una estrategia de carácter de empresa, ¿sí? Una estrategia empresarial. Sin embargo, la migración es un derecho que tiene una empresa productiva del estado. Y la Ley y el Reglamento establecen un procedimiento y establecen ciertos requisitos. En el momento en el que se nos presentan, a través de ese procedimiento y cumpliendo esos requisitos, la Comisión tiene que circunscribirse al análisis de estos supuestos para ver si se cumplen. Yo creo que el debate y el análisis de que hubiera pasado si se hubiera hecho la misma inversión, bajo el régimen de la asignación, es válido sin duda. Sin embargo a la hora de realizar la opinión y la asistencia técnica, creo que la Comisión debe exclusivamente cernirse especialmente al tema de si se cumple con el procedimiento y si se satisfacen los tres supuestos del artículo 29 del Reglamento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que para un poquito redondear las dos ideas, la motivación de PEMEX de migrar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de una asignación a un contrato sin socio, es decir, cuando no está considerando el tema de socios – el tema de socios agrega otros conceptos: Inversión, transferencia tecnológica, etc. –; pero una solicitud por parte de PEMEX para transformar una asignación en un contrato cuando no está considerando el socio, la motivación de fondo es la fiscal, porque es lo que me permite migrar del régimen de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, que es rígido, que establece un régimen para todas las asignaciones, hay algunas distinciones, pero en general no tiene la flexibilidad que puede tener un contrato. Entonces cuando yo solicito irme de una asignación a contrato sin socio, la motivación de fondo principalmente es fiscal. Ahora, nosotros como Órgano técnico, la CNH, y conforme al Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, nosotros tenemos que revisar que efectivamente como lo presento el área técnica, se muestre que va a haber un incremento de reservas y un incremento de mayor inversión.

A nosotros, como señala el Comisionado Acosta, en ese reglamento, nosotros hacemos una evaluación técnica no fiscal. Los términos fiscales van a quedar establecidos (y todavía entiendo no están establecidos), aunque seguramente PEMEX puede presumir algún orden de magnitud en los ajustes; pero los términos fiscales van a quedar establecidos una vez que se establezca en el contrato. Aquí la secuencia de proceso es que nosotros damos una opinión técnica y decimos, “si se da esa inversión adicional y por tanto esa producción de reservas adicionales, entonces se justifica en términos de las disposiciones”.

Para ello, atrás PEMEX presume algún orden de magnitud de ajuste en la carga fiscal. La precisión de ella, todavía no está a disposición de nosotros ni de nadie, porque todavía no se determina en el proceso. Después de esta opinión que nosotros emitamos en caso de que fuera favorable, nosotros decimos, “bueno, si se da esa inversión y por tanto más producción y reservas, se cumple con lo establecido en el reglamento”. Eso permitiría entonces a la Secretaría de Energía trabajar en el detalle del nuevo contrato y a la Secretaría de Hacienda los términos fiscales que hasta este momento podemos presumir que serán apropiados al campo, que representarán



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

menor carga fiscal para estos campos Ek-Balam, pero el detalle todavía no se conoce, sino que más bien esta decisión que realmente pues está condicionando y señalando que la migración es procedente. Si se dan estos términos de mayores reservas e inversión, va a detonar lo otro, va a detonar la precisión del cambio fiscal. ¿Estoy bien en la lógica del procedimiento comisionado?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, sí. Yo creo que lo que sí podría hacer la Comisión es que analizando el proyecto pudiera determinar que si no se realiza la migración pudiera tener efectos negativos para efectos de la explotación eficiente del campo. Es decir, creo que nosotros no somos custodios del régimen de asignación o de contratos, porque la verdad que no es lo que estamos buscando, porque no hay un régimen preferencial. Sino más bien lo que nosotros estamos buscando es que bajo cualquiera de los dos esquemas, es lo que debemos de analizar, se dé un mejor proyecto y una eficiente explotación del campo correspondiente. Me parece ese es el objetivo de la Comisión, independientemente de si se trata de una explotación a través de una asignación o de un contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. Entonces lo que tenemos aquí es un plan de inversión propuesto por Petróleos Mexicanos, que detonaría mayor producción de reservas, mismo que a su vez va a requerir – y hay una presunción detrás y esto es lo que está motivando el cambio – de que va a haber un cambio en el ajuste fiscal. El detalle mismo lo tendrá que establecer la Secretaría de Hacienda. Pero eso viene en la secuencia de procedimientos más adelante después de que nosotros establezcamos, en su caso, que si efectivamente se dan estas condiciones, hay una mejora en la producción y las reservas. Va a corresponder luego a las dos Secretarías definir con precisión los términos del nuevo contrato y del régimen fiscal. Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y además se da hasta después de suscrito el contrato en su caso que se obligue a Petróleos Mexicanos a traer el plan de desarrollo a la Comisión para verificar la tecnología y que se permita maximizar el factor de recuperación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahorita son premisas que establece el Reglamento para validar la procedencia de migración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo veo muy atinada la observación de la Secretaria Ejecutiva. Yo creo que con eso redondeamos bien la explicación que estábamos buscando darle aquí al Comisionado Héctor Moreira que es... aquí realmente no está el plan de desarrollo. Aquí se establecen unas condiciones que se deben de observar hacia adelante en el contrato, en el plan de desarrollo, que ese sí, se estudia con detalle y ahí si ya se conocen el detalle de los elementos económicos, fiscales entre ellos. Aquí es una fase previa donde se establecen unas condicionantes y se verifican esas condicionantes. Ingeniero Neri.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Los términos que estamos hablando conforme al reglamento en términos de acelerar la producción y la reclasificación de reservas. Entonces nada más haciendo la acotación por las características de este yacimiento y por la madurez del mismo, y también quisiera hacer la aclaración, lo que comento el Comisionado Acosta, en función de la resolución del año pasado de la migración con socio. Si bien se están cumpliendo los preceptos de la ley este año en términos de acelerar la producción y de la incorporación de reservas, el año pasado en la solicitud de migración, se presentaron todos los beneficios asociados a la migración con socio y entre acceso a la tecnología, mejores prácticas, experiencia del socio en recuperación mejorada, etc. etc. Entonces eso, para... no es materia propia de la evaluación que se hizo conforme al Reglamento, pero si a las instancias ante todos los mexicanos que se haga un análisis precisamente de si esas competencias las va a tener cambiando solamente el régimen fiscal. Si eso va a suplir ese beneficio fiscal que pueda tener por un modelo fiscal diferente, va a suplir todos esos elementos que comentó el año pasado y que fueron sujetos a la solicitud que se hizo a la Comisión el año pasado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. A ver, antes una pequeña cosa para, ¿no? Para precisar lo que apunta el ingeniero y yo creo que esto es muy importante. Vale la pena



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comentarlo. A ver, entonces, aquí se presenta una solicitud de opinión de la Secretaría de Energía para nosotros, como una agencia técnica del gobierno federal, demos una opinión sobre la conveniencia de que se dé una asignación a un contrato. Y los criterios que establece el reglamento es que exista mayor producción, mayores reservas. Entonces, PEMEX lo presenta en ese sentido, el detalle del Plan de Desarrollo, ya con las definiciones del contrato y términos fiscales como apunta la Secretaria Ejecutiva, tendrán que venir a aprobación de este Órgano de Gobierno. Ahora, el Comisionado Acosta lo mencionó y ahora lo vuelve a apuntar el Ingeniero Neri, es muy importante. Ya antes, y eso fue el año pasado, ¿no? Ya antes, el año pasado había llegado la misma solicitud a este Órgano de Gobierno. La solicitud de que Ek-Balam migraran de asignación a contrato con una diferencia importante: Que el año pasado se presentó en una solicitud de migración para incorporar un socio. En este caso no. Y en el caso anterior, lo menciono el Comisionado Acosta, la solicitud que se presentó el año pasado también cumplía con los requisitos de aumentar producción y reservas, pero se planteaba con más inversión, con mayor producción y con más reservas. Es decir, ambas propuestas cumplen, pero cumplía mejor el planteamiento que se nos hizo el año pasado de incorporar un socio en Ek-Balam. Ahora se presenta una nueva solicitud que naturalmente sustituye a la anterior o actualiza a la anterior en donde la solicitud de PEMEX es ir, hacer esta migración, pero sin socio. No podemos dejar pasar el observar que el proyecto que se nos presentó el año pasado con socio generaba más reservas y más producción. Es decir, presumiblemente como lo presento PEMEX, era mejor proyecto. Ahora se presenta sin socio. Finalmente, aquí se nos pide dar una opinión de si cumple o no cumple con los requisitos de mayor producción de reservas. Si cumple, es procedente. Pero cumplía mejor el año pasado. Y esa es una observación, digo yo, que no podemos dejar pasar. Comisionado Martínez por favor.

COMISIONDO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me voy a referir a la parte de inversión y costos de operación. Porque creo que nos pueden ahondar un poquito más de la explicación, de la muy buena explicación que nos dieron. Y cuando hablaba de la inversión el Maestro Neri, comentaba que no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

necesariamente más inversión significaba una mejor rentabilidad del proyecto. Pero me quiero referir a los costos de operación son, con respecto a Ronda 0, a los actuales – es esa lamina – del orden de 200 millones de dólares adicionales. Cuando estábamos en Ronda 0 era el escenario de precios altos, el escenario en donde no había habido alguna disminución en los gastos de operación. También se nos comentó aquí que van a adelantar producción, van a hacer más actividad, pero hay un balance: Mas actividad, más gasto de operación, pero también hay la contraparte de disminución de los costos en el tiempo. Entonces a lo mejor nos pueden explicar porque al final el balance queda a favor de incrementar los costos de operación por el orden de 200 millones de dólares. De 1202 millones de dólares a 1395. ¿Cuál es la razón que plantea PEMEX?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Sí, hay dos planes de desarrollo. Uno en Ronda 0, que incluye actividades principalmente en pozos de desarrollo principalmente de ellos 24 son tipo J, 2 horizontales, cuatro pozos inyectores, seis reparaciones mayores y ocho Oleogasoductos y un gasoducto de bombeo neumático. Prácticamente ese es el plan que se presenta en Ronda 0.

El incremental que se presenta ahorita para el 2016 incluye cuatro pozos adicionales, principalmente en desarrollo y esa es una combinación entre cuanto de ellos son horizontales, verticales; los inyectores son los mismos; hay dos reparaciones mayores adicionales y quedan los mismos oleogasoductos y el mismo gasoducto de bombeo neumático. Entonces, esta pequeña variación, este pequeño delta de actividad física obviamente está asociado a un porcentaje del costo de operación de los mismos. Creemos que eso o más bien ese sería uno de los motivos de ese incremento de costos, en costos de operación. También, en este tipo de proyectos que ya tiene una maduración importante, los cuatro elementos que definen sobre la valuación económica, como es producción, precio, costos e inversiones. De esos cuatro, en un análisis de sensibilidad, el que menos le pega a la rentabilidad es el costo de operación. Podría tener una variación de 10-15%, pero lo que más le pega a este proyecto en la rentabilidad es la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción y el precio. Y el precio si varía muchísimo, entonces si podría ser un factor importante. El costo definitivamente es importante, hay una variación principalmente por la actividad física, pero en término económico ya no le pegaría tanto como si sería el precio y la producción que podría tener en ese variación. Sería precisamente eso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Hay alguna otra observación? Muy bien. Secretaria Ejecutiva, ¿podríamos pasar a la propuesta de acuerdo? Gracias Secretaria. Pongo a su consideración el aprobar este acuerdo. Un comentario: En la resolución que emitamos a la Secretaría de Energía, si los Comisionados lo ven bien, me gustaría agregar esto que señaló el Comisionado Acosta de que cumple con los criterios técnicos que establece el Reglamento, por tanto hay una opinión favorable al respecto, pero que se observa que en el planteamiento original a esta Comisión el año pasado, en donde el planteamiento de migración consideraba un socio y conforme a las propias cifras de Petróleos Mexicanos se alcanzaban mayores niveles de producción y reservas, por tanto era un mejor proyecto, si les parece bien. Bien, con lo anterior y tomando nota de este punto que ustedes aceptan, les pido que quienes estén a favor del acuerdo, levanten la mano por favor.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.28.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Órgano de Gobierno

Vigésima Octava Sesión Extraordinaria

14 de julio de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.28.002/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 12 de la Ley de Hidrocarburos, 30 fracciones I y II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía, respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

II.3 Contratación de los servicios de comercialización de hidrocarburos del Estado, mediante adjudicación directa conforme a lo dispuesto por el Transitorio Octavo de la Ley de Hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Acosta Félix, 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 HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros.
Bueno, vamos a desahogar este punto relacionado con la adjudicación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

directa a la cual estamos obligados a realizar para efectos de la contratación de servicios de comercialización de los hidrocarburos del Estado. O por lo menos si no obligados, es una opción que nos da la Ley de Hidrocarburos, para efecto de poder comercializar los hidrocarburos que recibamos producto de la contraprestación de los contratos que se han suscrito. Para esto quisiera primero dar un contexto, para poder hacer la explicación precisa del tema. El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto de Reforma a la Constitución en Materia Energética, la cual estableció que la Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. Posteriormente el 11 de agosto del 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Reformas Legales en Materia de Energía, destacando las Leyes de Hidrocarburos, la de Ingresos sobre Hidrocarburos y la de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En particular, la Ley de Hidrocarburos, haciendo un eco de la Reforma Constitucional, estableció tres tipos de contrato para efectos de realizar las actividades de exploración y extracción. Un contrato, que es el Contrato de Servicios; otro contrato, que es el Contrato de Utilidad o Producción Compartida; y un tercer contrato que es el Contrato de Licencia. Los dos primeros tipos de contrato establecen que, como contraprestación, el Estado recibirá producción en especie, una parte de la producción que se derive de la extracción del hidrocarburo. Ese hidrocarburo que recibe el Estado pues requiere una comercialización y para esa comercialización el Estado necesita llevar a cabo la contratación de un Ente especializado para poderlo realizar.

De las Licitaciones que hemos hecho durante estos procesos de Ronda 1, encontramos que la Licitación uno, y la Licitación dos, se autorizó la utilización del modelo de contrato de producción compartida, es decir, que en estos dos procesos que se llevaron a cabo y en el primer, la primera Licitación se asignaron dos contratos y en la segunda Licitación se asignaron



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

otros tres contratos, tenemos que el momento, tenemos suscritos cinco contratos cuyo modelo de contratación es de producción compartida, lo que implica que el Estado de forma futura tendrá a su disposición para comercializar el producto de la extracción de hidrocarburos. Es decir vamos a tener hidrocarburo. A diferencia de la Licencia, donde el modelo establece que la enajenación del hidrocarburo se realiza de forma onerosa a la empresa titular del contrato en el momento en el que se extrae de la boca del pozo. A diferencia, el 100% de la producción se le otorga al contratista y en caso de producción compartida, una parte de la producción la recibe el Estado. Para estos efectos, la propia Ley estableció en su artículo 28 que la Comisión Nacional de Hidrocarburos a petición del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, podrá contratar a Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado o a una persona moral mediante Licitación pública para que a cambio de una contraprestación, preste a la Nación los servicios de comercialización de los hidrocarburos que el Estado tenga como resultado de los Contratos para la Exploración y Extracción. Es decir, la regla general nos indica que debemos de realizar una Licitación para efectos de hacer esta contratación del comercializador del Estado.

Sin embargo, para, de manera inmediata contar con estos servicios, la propia Ley estableció una excepción en su transitorio octavo, que dice textualmente, "a partir de la entrada en vigor de la presente Ley, la Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá adjudicar de manera directa a Petróleos Mexicanos o a alguna de sus empresas productivas subsidiarias o empresas filiales o a otra empresa productiva del Estado un contrato para la comercialización de hidrocarburos, el cual no podrá tener una vigencia mayor al 31 de diciembre de 2017 y no podrá ser prorrogado o renovado.

Es decir, para efectos transitorios podemos llevar a cabo la contratación a través de una adjudicación directa, siempre y cuando sea una empresa productiva del Estado o alguna de sus filiales. Es el objeto precisamente de esta ponencia, en virtud de que el 6 de abril del 2015, recibimos oficio DJ011 2015, por el cual el Fondo Mexicano del Petróleo solicito a la Comisión llevar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a cabo la contratación del comercializador, que es – de acuerdo con el proceso – como se inicia esta contratación (con una petición del Fondo Mexicano del Petróleo). Derivado de esto, hicimos la integración de un grupo de trabajo que está o que estuvo integrado por representantes de la Secretaría de Energía, representantes de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, del Fondo Mexicano El Petróleo, obviamente la Comisión Nacional de Hidrocarburos e invitamos a quienes podrían participar en este proceso de adjudicación del contrato, que lo eran exclusivamente Petróleos Mexicanos a través de PEMEX exploración y producción y PEMEX Internacional, mejor conocido como PMI.

El objetivo de este grupo interinstitucional fue analizar las opciones que teníamos para efecto de llevar a cabo esa contratación y adicionalmente prever los escenarios y necesidades para efectos de desahogar los servicios que se le tienen que otorgar al estado para estos efectos. Derivado de los trabajos de este grupo interinstitucional, se tuvieron alrededor de 30 reuniones desde que se inició el proceso de desahogo de la ponencia y llegamos a ciertas conclusiones. Esas conclusiones fueron llevadas a la Dirección General de Contratos, para efectos de que cumpliera con su atribución que de acuerdo con el Reglamento Interno es a quien le compete la presentación del proyecto de contrato de comercialización al Órgano de Gobierno y esta Dirección General nos hizo llegar un proyecto, el cual nosotros estamos considerando que cumple con los requisitos generales para poder llevar a cabo la celebración de la contratación.

De este proyecto (se siguió trabajando en el equipo de trabajo) y llevamos algunos puntos que consideramos pertinentes que este Órgano de Gobierno conozca para efecto de si lo considera pertinente, ordene en estos términos sea llevado a cabo la contratación del comercializador.

La ley de Ingresos sobre Hidrocarburos define al comercializador como aquel que contrate la CNH para que preste servicios de comercialización de hidrocarburos del Estado. De acuerdo a la misma Ley, los contratistas deben entregar al comercializador los hidrocarburos que el estado recibe como prestación en los Contratos de Exploración y Extracción. Es decir que la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisión Nacional de Hidrocarburos en ningún momento recibe el hidrocarburo sino que es el contratista quien se lo entrega directamente al comercializador y por eso la necesidad de hacer la contratación desde este momento. También aplicaría adicional a los contratos derivados de las rondas de Licitación, también podría aplicar a aquellos contratos que se suscriban y que provengan de las migraciones, ¿sí? Y que quizás pudieran llegar a ser los contratos que con mayor premura se requerirían para efecto de poder recibir los hidrocarburos.

En concreto, después del análisis del objeto social de... tanto de petróleo, de PEMEX exploración y producción como de PMI, el grupo consideró conveniente proponerle al Órgano de Gobierno que sea PMI la filial de Petróleos Mexicanos quien se encargue de la comercialización de los hidrocarburos del Estado, es decir, adjudicar directamente a PMI dicho contrato. Y las características del contrato se plantearían en los siguientes términos:

En primer lugar, el objeto del contrato – pues ya lo he dicho en varias ocasiones – se trata de la prestación de servicios de comercialización. Estaríamos hablando de dos tipos de servicios o modalidades. En primer término una modalidad que hemos denominado “comercialización simple” y es aquella donde el contratista entrega en un punto determinado el hidrocarburo al Estado. En ese mismo punto se le entrega al comercializador y el comercializador (en ese mismo punto) lo vende al comprador. Es decir, estamos hablando de una comercialización exclusivamente para efecto de realizar la compra-venta con un tercero. Hay otra posibilidad, modalidad de servicio, que es la “comercialización con servicios de logística”. En este caso el contratista entrega al comercializador en un punto determinado los hidrocarburos y el comercializador tiene que subcontratar otro tipo de servicios para llevarlos a otro punto y que en este otro punto sea en el que se realice la venta. Del punto A al punto B pueden necesitarse servicios obviamente de transportación, pueden requerirse servicios de mezcla del propio hidrocarburo o de almacenamiento. Entonces, estamos hablando de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estos dos grande objetivos del contrato. Comercialización simple y comercialización con servicios de logística.

Se está planteando que este contrato sea un contrato marco, es decir que establezca las condiciones generales de la contratación con el comercializador, pero debido a que se trata de la comercialización de diferentes hidrocarburos derivados de diferentes áreas contractuales, es necesario que se realice un documento específico para cada uno de estos servicios. Y se está proponiendo que a estos documentos que se le anexasen a este contrato marco, se denominen protocolos de comercialización. Y los protocolos de comercialización deberán contener en lo procedente los aspectos que estamos viendo en pantalla, es decir, deberán describir el área contractual, el tipo de hidrocarburo, el volumen total esperado de hidrocarburos, la calidad del hidrocarburo y margen de tolerancia que se podrá tener para efecto de la recepción del hidrocarburo, los tipos de servicio de comercialización, es decir, simple o compuesto o de logística pues, los gastos asociados a la contratación de servicios de logística en su caso, la fecha de inicio de los servicios de comercialización, la fecha de conclusión de los servicios del mismo, los puntos de entrega de los hidrocarburos, los puntos de venta de los hidrocarburos, las reglas para la presentación de nominaciones que no es otra cosa más que el pronóstico de producción para efecto de ser entregado materialmente el hidrocarburo, los volúmenes a comercializar, la logística y acondicionamiento de los hidrocarburos, las reglas para determinación del precio de venta, las reglas para compensaciones y ajustes, los mecanismos de compensaciones y ajustes entre CNH y el comercializador, los mecanismos de entrega y recepción de los hidrocarburos en los términos de los procedimientos propuestos por los contratistas y aprobados por la CNH para este fin, el margen de tolerancia en las entregas de hidrocarburo, las nominaciones, vigencia, procedimientos, reclamaciones, seguros, contraprestaciones y garantías. Es decir, cada vez que nosotros tengamos un área contractual que se encuentre ya en posibilidades de producción y que sea derivado de un contrato de producción compartida, se tendría que firmar un protocolo de comercialización específico para esa área contractual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Adicionalmente se está conteniendo en el proyecto la descripción de la custodia del hidrocarburo. La custodia del hidrocarburo la podría describir de la siguiente forma: En el momento en el que cruza el punto de entrega del contratista hacia el comercializador, en ese momento el comercializador tiene la custodia plena del hidrocarburo, ya sea en comercialización simple como en comercialización con servicios de logística. En el caso de servicios de logística es más crítico porque tendría que transportarlo y hacerse cargo de el para diferentes acondicionamiento que pudiera tener o tratamiento que pudiera tener el hidrocarburo. En este caso, la Comisión Nacional de Hidrocarburos nunca tendrá la custodia del producto. Sera PMI, que en este caso es el comercializador, quien será responsable de custodia. Y en su caso tendrá que firmar los contratos correspondientes con los subcontratistas para efecto del otorgamiento de servicios determinados como de transporte y almacenamiento, como lo hemos descrito con anterioridad. Está también previsto en el proyecto de contrato, los mecanismos para la determinación de los precios de venta, donde se deberán establecer los mismos en los contratos de comercialización. Estamos proponiendo que en todo caso la Secretaría de Hacienda y Crédito público valide dichos mecanismos con el propósito que tenga oportunidad de analizar la eficiencia económica de la venta de los hidrocarburos.

Conforme al artículo 27 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el comercializador debe entregar al Fondo Mexicano del Petróleo los ingresos recibidos por la venta de los hidrocarburos del Estado. En el contrato se establece esta obligación a través de los mecanismos que determina el Fondo. Esta obligación no se extingue, aun en caso fortuito o fuerza mayor. Es decir, siempre que el comercializador realice la enajenación, está obligado a entregar los recursos al Fondo Mexicano del Petróleo, independientemente, inclusive, de que haya fuerza mayor o caso fortuito. Conforme al artículo octavo transitorio de la Ley de Hidrocarburos y que ya he leído con anterioridad, la Secretaría de Energía y Hacienda y Crédito Público, determinará la contraprestación, la cual será establecida en cada protocolo de comercialización atendiendo las características especiales de cada área contractual y el tipo de servicio de comercialización. Me estoy



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

refiriendo al costo de los servicios del comercializador, la tarifa que nos debe de cobrar debe ser establecida por la Secretaría de Hacienda y por la Secretaría de Energía. Esta comisión por conducto de un servidor, ya solicitó a dichas dependencias dicten los mecanismos o las tarifas que debemos a su vez establecer en los contratos para efecto de llevar a cabo el proceso final de contratación con el comercializador. El comercializador debe entregar información necesaria al Fondo del Petróleo para que éste cumpla con sus acciones de transparencia, también está contenido en el proyecto de contrato. Contiene también que no podrán ser cedidos o transferidos los derechos y obligaciones sin consentimiento expreso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Y también es necesario comentar para efectos de mejor comprensión del acto que se pretende aprobar en este momento, que el artículo octavo transitorio de la Ley de Hidrocarburos estableció la procedencia de la adjudicación directa en las condiciones que hemos mencionado, es decir una filial o empresa productiva del Estado.

Nosotros hemos consultado a la Secretaría de la Función Pública si esa adjudicación directa es a la que se refiere la propia Ley de las Adquisiciones. La Secretaría de la Función Pública nos ha respondido que no tiene facultades para interpretar la Ley de Hidrocarburos y por lo tanto le tocó a esta Comisión hacer una interpretación, en la cual en su debido tiempo interpretamos que la excepción que existe en el artículo octavo transitorio no es de las previstas en la Ley de Adquisiciones y por lo tanto no le aplica la Ley de Adquisiciones. Y por lo mismo es una adjudicación específica y en base a eso estamos solicitando a este Órgano de Gobierno autorice la adjudicación directa a PMI, filial de Petróleos Mexicanos.

También es importante hacer una consideración adicional: Que los términos o el proyecto de este contrato no necesariamente son los mismos que regirían para efectos de la Licitación pública que tenemos que hacer a partir de 2018, en virtud de que son condiciones especiales y específicas para una adjudicación directa. No implica pues que sean las mismas que vamos a utilizar para efecto de la convocatoria pública para la contratación del comercializador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En términos generales lo que... en la ponencia se estaría solicitando a este Órgano de Gobierno es: Primero, se autorice la adjudicación directa a PMI, filial de Petróleos Mexicanos; segundo, se instruya a la Unidad Jurídica para que en los términos generales que he expresado se realicen las negociaciones con el presunto comercializador para efectos de firmar el contrato correspondiente y; tercero, en el momento en que se tenga ya el proceso definitivo, lo traigan a exponer al Órgano de Gobierno para que sea esté el que le dé la autorización definitiva. En el entendido de que el documento que les estamos presentando, ya hay un gran avance de negociación con PMI. Es decir, es un documento donde se colaboró entre todas las instituciones. Hacienda, Secretaría de Energía, Fondo Mexicano del Petróleo, PMI y obviamente Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pero no hemos querido someterlo a autorización ya definitiva y específica para que en este proceso todavía de última negociación haya oportunidad de hacerle los ajustes correspondientes y firmarlo en los términos que las partes consideren más convenientes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel, adelante.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Creo que primero quiero reconocer el trabajo del Comisionado Acosta, que ha sido de mucho tiempo y de mucha calidad. Gracias y felicidades Comisionado. Y haciendo alusión a esta última negociación que estaría en puerta, ¿no? Entre PMI y las distintas partes, hay un aspecto que creo que es central. Bueno, hay muchos, ¿no? Este contrato es de la mayor importancia para todo el arreglo institucional. Pero hay una, creo yo, que destaca, que es el tema de la custodia. Y si bien ya nos expuso el tema de cómo está previsto, ¿no? Que funcione este tema. Y cuando hay comercialización simple pues prácticamente la transferencia de custodia tiene lugar tres veces en el mismo punto, ¿no? Del contratista al estado, CNH igual al comercializador y luego comercializador al comprador final digamos. Cuando la comercialización es con servicios de transporte, me voy a permitir leer en la página ocho del documento que supongo estaríamos aprobando en unos minutos. Dice, "para el caso comercialización con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

servicios de logística, la propiedad será transferida en los puntos de venta que se acuerden en los protocolos de comercialización. Hasta en tanto el comercializador será el responsable de la calidad, cantidad y daños que pudieran causar los hidrocarburos recibidos en el punto de entrega respectivo hasta su enajenación". Pero luego dice, "lo anterior, en la medida, términos y condiciones que pueda pactar con sus prestadores de servicios de transporte, almacenamiento y demás que contraten el marco de contrato de comercialización con esta Comisión". Es decir, creo que en el documento no queda tan claramente establecido que la responsabilidad será siempre del comercializador. Se le deja una ventana de oportunidad a que negocie con el transportista o con el que le vaya a prestar el servicio de almacenamiento en su caso. Mi única sugerencia es que este tema, que entiendo no está cerrado porque el contrato no está ya escrito, simplemente se le ponga ahí atención porque a mí me parece – insisto – que el tema de la responsabilidad que deriva de tener la custodia del hidrocarburo se vuelve central, ¿no? Simplemente destacar pues la atención de este punto para que o se pueda acotar con total claridad que la responsabilidad será siempre del comercializador o bien pues que si es que se va a dejar algún espacio a negociar términos y condiciones en esta materia, seamos particularmente cuidadosos (PMI en realidad, que sería ya el comercializador, si es que sí se aprueba), PMI sea particularmente cuidadoso en el tema, ¿no? Ese sería el comentario.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Quizás hacer alguna acotación. En el proyecto de contrato se establece que los términos y condiciones en los que contrata PMI con el subcontratista, es decir el que presta los servicios en este caso de transportación, tienen que ser puestos a consideración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Entonces en esa medida nosotros podríamos analizar el alcance de esa responsabilidad. Fue un tema que se discutió profundamente en razón de que pues obviamente por parte de los representantes del Estado estábamos buscando protección a los hidrocarburos del Estado, pero también por parte del comercializador en este caso siendo una filial de una empresa productiva del Estado decía, "bueno, es que yo solamente puedo ser responsable hasta en tanto sean



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

responsables conmigo los terceros que voy a contratar, porque si hubiera algo adicional, no tengo patrimonio ni si quiera para responder respecto al mismo y en el mercado no existen ese tipo de seguros que garanticen este tipo de pérdidas o daños". Entonces, "si les parece, lo que pudiéramos quizás dejar un poco más general esta disposición para no atar a los negociadores a que sea exclusivamente en esos términos, como inicia la negociación con PMI, sino que se vuelva a analizar el tema hasta ver qué punto pudiéramos garantizar la responsabilidad absoluta de la custodia de los hidrocarburos"

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel, ¿le parece bien?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo un comentario sobre todo para dejar una puerta abierta en la transición. Digo, la transición sea del contrato que podamos tener de... en este caso con PMI a uno nuevo comercializador o en el mismo contrato del 2016/2017, o sea, que pudiéramos dejar dentro del contrato mismo un artículo digamos en esa transición de contratos para que no vayamos a quedar en descubierto entre contrato y contrato. Esa es mi única inquietud.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- A ver. Si entiendo bien el planteamiento es: Como este contrato por disposición legal solamente puede tener vida hasta el 31 de diciembre 2017 y a partir del primero de enero tendrá que ser derivado de una Licitación pública...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.-...hacer...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un puente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.-...un espacio de transición para que no haya posibilidad. Si, analizaremos esa parte. Lo que sí es importante señalar es que la Licitación la tenemos que hacer más bien, tenemos que prever la Licitación antes para que el primero de enero entre en vigor la Licitación porque si no estaríamos incumpliendo una disposición legal que es: A partir del primero de enero 2018 ya debe de ser el prestador del servicio una empresa cuyo contrato haya derivado de una Licitación pública. Pero sí. Lo contemplamos.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Yo me sumo a los comentarios del Licenciado Sergio Pimentel. Esto ha sido mucho trabajo durante mucho tiempo y estamos observando que muchos detalles están considerados para beneficios de la Nación. Pero también intervine porque cuales serían, la pregunta es, ¿cuáles serían las reglas para ir a una comercialización simple o una con logística? Porque yo a la simple le veo muchas ventajas para el operador, porque finalmente ya no me preocupo por la transferencia de custodia. Y lo que quiero traer un poquito a la mesa la discusión de la continuidad operativa, porque si por alguna razón me meto al de comercialización de logística – hablando como operador – y hubiera algún problema en el ducto, hubiera algún problema de mal tiempo en la entrega de los hidrocarburos, ¿Cómo lo estaríamos considerando? Si no lo estamos considerando, pues, de alguna manera deberíamos de considerarlo en los contratos específicos.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bien. A ver. En cuanto al primer...

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- ¿Cómo seleccionar o quien selecciona si es comercialización simple o comercialización con logística? Porque yo creo que ellos siempre decidirán pues la simple, ¿no? Cómpramelo ahí a la puerta, en mi campo.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. En la práctica estamos previendo que los contratos realmente que van a tener vida durante este año y medio



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que duraría este contrato son los de comercialización simple. Es decir, porque prácticamente se está pensando que el hidrocarburo sea recibido por el propio Petróleos Mexicanos, que es quien pudiera recibir en la actualidad la producción global en todo el país. Entonces, por eso se está hablando en principio de una comercialización simple. En el futuro, lo más seguro es que estaremos en posibilidades, sobre todo cuando sean volúmenes más importantes, de utilizar la comercialización con servicios de logística. Se deja planteado en el contrato por cualquier eventualidad, pero el escenario que estuvimos analizando en el grupo sin duda es que principalmente van a ser con comercialización simple.

COMISIONADO NÉSTOR MARTINEZ ROMERO.- ¿Quién lo decide?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Lo decide tanto la Comisión Nacional de Hidrocarburos como el comercializador. Y en un determinado momento tendrá que ser, si no hay acuerdo, es la Comisión Nacional de Hidrocarburos la que le exige al comercializador que le otorgue los servicios en la modalidad de comercialización con servicios de logística.

Y se va a dar en aquellos casos en que el contratista nos entregue el hidrocarburo en un punto y nosotros para efecto de comercialización lo tengamos que llevar a otro punto donde no lo pueda recibir el comprador. Y en ese, la distancia entre el punto A y el punto B, es el proceso donde se tendrá que hacer uso de terceros para efecto de transportación. Entre otras cosas, podrá ser también para almacenamiento y en algunos casos para mezcla de hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario colegas? Bien. Pues me resta nada más a mi sumarme a la felicitación de todos. La verdad extraordinario trabajo Comisionado Acosta, lo felicito. Mucho trabajo técnico, un tema muy importante: La comercialización de los hidrocarburos propiedad del Estado. Secretaria Ejecutiva, por favor de lectura a la Propuesta de Acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.E.28.003/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y Transitorio Octavo de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno acordó lo siguiente:

Primero.- Se autoriza la contratación de la empresa filial de Petróleos Mexicanos denominada PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. para la comercialización de Hidrocarburos, en los términos de la propuesta planteada en la ponencia presentada en la sesión.

Segundo.- Se instruye a la Unidad Jurídica de la Comisión para que lleve a cabo las gestiones y negociaciones necesarias con PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. para la elaboración de un proyecto específico de contrato de comercialización en el marco del transitorio Octavo de la Ley de Hidrocarburos y conforme a los términos generales aprobados por el Órgano de Gobierno, agregando los demás que estime convenientes para la adecuada prestación de los servicios y la ejecución del contrato.

Tercero.- Se instruye a la Unidad Jurídica de la Comisión que, una vez elaborado el proyecto de contrato referido en el punto anterior, lo haga del conocimiento de este Órgano de Gobierno para proceder a la suscripción del mismo.

Órgano de Gobierno

Vigésima Octava Sesión Extraordinaria

14 de julio de 2016



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cuarto.- Se instruye a la Secretaria Ejecutiva que notifique a las unidades administrativas de la Comisión competentes en la administración del contrato, los términos del presente acuerdo, para los efectos legales a que haya lugar.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:27 horas del día 14 de julio de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Octava 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 la Secretaria Ejecutiva.

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva