



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:12 horas del día 28 de abril del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como el licenciado Claudio Galindo Montelongo, Director General Adjunto en la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2017 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 220.0235/2017, de fecha 27 de abril de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Convocatoria, Bases de Licitación y propuesta de designación de Coordinador y Secretario del Comité Licitatorio, relativas a la licitación para la selección de un socio para Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos bajo un contrato de licencia en el Área Contractual Cárdenas y Mora.
- II.2 Convocatoria, Bases de Licitación y propuesta de designación de Coordinador y Secretario del Comité Licitatorio, relativas a la licitación para la selección de un socio para Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos bajo un contrato de licencia en el Área Contractual Ogarrio.
- II.3 Modificación a las Bases de la licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017, (Bases de licitación y Acuerdo de Operación Conjunta).
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la Propuesta de Medición de Hidrocarburos y Punto de Medición Provisional respecto del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Convocatoria, Bases de Licitación y propuesta de designación de Coordinador y Secretario del Comité Licitatorio, relativas a la licitación para la selección de un socio para Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos bajo un contrato de licencia en el Área Contractual Cárdenas y Mora



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

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

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

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si, muchas gracias, buenas tardes Comisionados. Bueno, con relación al área contractual Cárdenas-Mora, someteré a su consideración la convocatoria, bases de licitación, contrato y acuerdo de operación conjunta. Para este último nos acompaña el licenciado Jorge Eduardo Kim, Director Jurídico de PEMEX, y el licenciado César Fernández, quienes explicaran los alcances del acuerdo de operación conjunta. Y en su momento le cederé la palabra.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, muy bien. Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Entonces, en este momento someto a su consideración la convocatoria para el área contractual Cárdenas-Mora. Convocatoria CNH-A3-Cárdenas-Mora-C2/2017. Proceso de licitación convocatoria Comisión Nacional de Hidrocarburos, Licitación Pública Internacional CNH-A3-Cárdenas-Mora/2017:

Que, en términos de lo dispuesto por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la exploración y extracción del petróleo y los demás hidrocarburos son áreas estratégicas a cargo del Estado Mexicano, su propiedad en el subsuelo corresponde a la nación y es inalienable e imprescriptible. Que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación, éste llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Estado o a través de contratos a éstas o a particulares. Que en el marco constitucional existente a partir de la reforma a la Carta Magna publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre del 2013 y la expedición de las disposiciones legales publicadas en el mismo medio de difusión oficial el 11 de agosto de 2014 prevén como una de las atribuciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como órgano regulador coordinado en materia energética, llevar a cabo los procedimientos de licitación de los contratos referidos, así como la suscripción y administración. Que en término de lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos en los casos de asignaciones que migren a contratos para la exploración y extracción, Petróleos Mexicanos podrá celebrar alianzas o asociaciones con personas morales. Para estas alianzas o asociaciones la selección del socio se realizará mediante licitación pública que lleve a cabo la Comisión Nacional de Hidrocarburos que represente las mejores condiciones de selección y que más convenga a la nación observando las mejores prácticas en materia de transparencia.

Y que de conformidad en lo dispuesto en los artículos 25, párrafos quinto, séptimo y noveno, 27, párrafo séptimo, 28, párrafo cuarto y 134, párrafo primero de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, quinto, séptimo y octavo transitorios del decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía publicado en el Diario Oficial de la federación el 20 de diciembre del 2013, 11, 12, 13, 15, 18, 19, 23, 24, 26, 29, 30, 31 y 46 de la Ley de Hidrocarburos, 29, fracción siete, 30, 31, 32, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 43 del reglamento de la Ley de Hidrocarburos, 3, 4, 5, 22, fracciones primera, tercera y cuarta, 38 fracción segunda y 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 1, 3, 5, 7, 8, 12, 15 y demás relativos de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, 10, fracción primera, 11, 13, fracción primera, inciso d, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en los lineamientos técnicos y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales emitidos por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público se convoca a personas nacionales y extranjeras a participar en la licitación para la selección de un socio para la empresa productiva subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extracción de hidrocarburos bajo un contrato de licencia en yacimientos convencionales terrestres. Lo anterior, de conformidad con las reglas previstas en las bases de la licitación del proceso, las cuales se encuentran disponibles para su consulta en la página <http://rondasmexico.gob.mx>. Se somete a su consideración los alcances de esta convocatoria.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. ¿Colegas Comisionados? Bien. Licenciado Claudio."

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

ACUERDO CNH.E.15.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, VIII y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Convocatoria CNH-A3-Cárdenas Mora-C2/2017, correspondiente a la licitación para la selección de un socio para la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Yacimientos Convencionales Terrestres.

Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó que se lleven a cabo las gestiones que sean necesarias para la publicación de esta convocatoria en el Diario Oficial de la Federación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Antes de continuar con el desahogo de este punto, se hicieron comentarios sobre el tema, que a continuación se transcriben:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un momento. Antes de seguir, Comisionado doctor Moreira por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo una inquietud. El Orden del Día decía que el asunto para autorización era convocatoria, bases de licitación y propuesta de asignación de coordinador y secretario. Ok. Y luego a la hora en que lo presenta aquí el abogado de repente estamos hablando ya del JOA. Entonces, ¿vamos a irnos uno por uno para ir aprobando cada uno de estos componentes?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí. Esa fue la convocatoria. Ahorita procedo a presentar bases, contrato y acuerdo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si así es, entonces yo solicitaría que los asuntos para autorización se pusieran los asuntos que verdaderamente vamos a aprobar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Uno por uno.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No nada más eso, sino que aquí tenemos tres y tú vas a presentar cinco. Entonces tendríamos que cambiar el Orden del Día, sino estarías presentando un asunto que no aparece aquí, que no está en el Orden del Día.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. A ver, pregunto entonces: ¿Cuáles son todos los puntos que van a ser sujetos de autorización Director General?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es la convocatoria, las bases, que las bases incluyen al contrato y el acuerdo de operación conjunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces es convocatoria y bases.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es que va integrado, va integrado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya, ya, yo me equivoqué.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Y después la propuesta de integrantes del Comité. Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces es correcto como está escrito. Bien, digo, porque si no lo cambiábamos, pero todo está escrito. Está bien. Bien, ¿quedó atendida la observación doctor? ¿Si? Bien, adelante.”

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

“DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ok. Entonces continúo, les presentaré ahora a continuación el alcance de las bases de licitación del área contractual Cárdenas-Mora. El proceso de licitación del área contractual Cárdenas-Mora está integrado por ocho etapas, que es la publicación de la convocatoria y las bases; el acceso al cuarto de datos; hay visitas al área contractual; inscripción a la licitación; periodo de aclaraciones; precalificación; presentación de ofertas; y suscripción del contrato.

En la primera etapa de acceso al cuarto de datos, los interesados deberán obtener el acceso a través del Centro Nacional de Información. Deberán presentar su solicitud acompañado a la documentación que se requiere para tal efecto. Deben de pagar un aprovechamiento de 2.5 millones de pesos y esos les permitirá tener una licencia de uso de la información, tener visitas al cuarto de datos físico y virtual. Una vez que tengan el acceso, tendrán que solicitar al Comité Licitatorio la acreditación de ese acceso para poderse incorporar a la licitación. La etapa de visitas a las áreas contractuales, hay un periodo de visitas a las áreas contractuales que se coordinará en su momento con Petróleos Mexicanos para llevar a los interesados a visitar el área contractual. Todas las reglas de seguridad, logística, serán publicadas en la página electrónica en su momento y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

básicamente se levantará una lista de asistencia que deberán de firmar todos los interesados que asistan a dicha visita. Ahora bien, en la etapa de inscripción los interesados que hayan obtenido el acceso al cuarto de datos, una vez que tengan este y lo acrediten ante el Comité, podrán inscribirse a la licitación. En esta licitación se van a precalificar operadores y no operadores. Los no operadores no están obligados a tener acceso al cuarto de datos, pero se pueden inscribir directamente a la licitación. Igual, una vez que se inscriban tienen que pagar un aprovechamiento de 750 mil pesos y solicitar al Comité su inscripción correspondiente.

Ahora bien. En la etapa de aclaraciones tenemos dos etapas de aclaraciones. La primera que es para todas las dudas que surjan con relación al acceso a la información del cuarto de datos y la segunda etapa es respecto de la precalificación, conformación de licitantes, presentación de ofertas, adjudicación, fallo y contrato. Aquí también interviene para dar respuesta a las preguntas dependiendo de las competencias, tenemos interacción con la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y en este caso también con Petróleos Mexicanos.

En la etapa de precalificación, los interesados deberán presentar la documentación que se requiere y deberán indicar la forma en que pretendan precalificar. Deberán presentar la documentación legal, la documentación financiera que se requiere. Y para este proceso se requiere opinión una vez que se tiene la relación de empresas interesadas a precalificar, se requiere opinión de Petróleos Mexicanos en términos de la normatividad. Ahora bien, los interesados deberán acreditar, entre otros requisitos, requisitos legales: Presentar acta constitutiva, facultad de los representantes, declaraciones de no inhabilitación, de que conocen la normatividad, documentación confidencial. Procedencia de recursos financieros que verifica la Unidad de Inteligencia Financiera, deberán acompañar declaraciones fiscales, organigrama de principales directivos, información de fuentes de fondeo, si los accionistas o socios han sido sentenciados por algún delito.

En materia y capacidades técnicas y financieras los interesados deberán demostrar, en el caso del operador deberá demostrar de manera integral experiencia en proyectos con las siguientes características: Que hayan implementado sistemas artificiales de producción para explotar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimientos a profundidades mayores o iguales a 3,000 metros, que hayan participado en el diseño y ejecución de procesos de recuperación secundaria o mejorada en campos maduros, demostrar haber manejado una producción en los cinco últimos años de al menos 10,000 barriles de petróleo crudo equivalente y tener experiencia en temas de seguridad industrial y protección al medio ambiente en los últimos cinco años. En capacidad financiera el operador deberá acreditar un capital contable mayor o igual a 150 millones de dólares o activos totales mayores o iguales a 500 millones más calificación crediticia grado de inversión. El no operador deberá acreditar un capital contable mayor o igual a 50 millones de dólares.

Las formas de participar en esta licitación. Se precalifica como les comentaba hace un momento operador o no operador. Luego tenemos una etapa de integración de licitantes. En el caso de individual, la participación que tendría PEMEX Exploración y Producción es del 50% y el operador que resulte seleccionado en la licitación tendrá el 50%. En un licitante agrupado, PEMEX tendría una participación del 50%. El operador designado del 30% y los demás miembros del licitante agrupado el 20% y ellos deciden como reparten este 20% restante de la participación.

La etapa de presentación y apertura de propuestas es mediante subasta a primer sobre cerrado. El licitante ganador es el que ofrezca el mayor porcentaje de la regalía adicional. En caso de empate se prevé un pago en efectivo que proponga el licitante ganador. Deberá presentar una garantía de seriedad para acreditar su propuesta de 300 mil dólares y el acto será transmitido por medios remotos, medios electrónicos, por internet, así como tendremos la participación de un fedatario público.

La etapa de suscripción del contrato una vez que se emite el acto de apertura de presentación de ofertas se somete a consideración del Órgano de Gobierno la emisión del fallo. Se publica en el Diario Oficial, se solicita a los interesados la documentación que se requiere para su firma. Previo a la firma presentan la información que se requiere de garantías de cumplimiento, corporativas, información del Fondo, la suscripción del JOA y se procede a la firma del contrato. Para eso se está previendo un plazo de 140 días una vez adjudicado el contrato para la suscripción del mismo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora bien, la propuesta del calendario. La propuesta del calendario, dependiendo si el Diario Oficial nos publica el próximo martes 2 o 3, el calendario sería el siguiente: Tendríamos el acceso al cuarto de datos a partir de la publicación con el cierre al 27 de junio. Tendríamos la etapa de precalificación desde recepción de documentos que inicia el 7 de julio y concluye la revisión de documentos y presentación de resultados el 23 de agosto. Tenemos recepción de conformación de licitantes del 4 al 8 de septiembre. Resultado de conformación 20 de septiembre y presentación y apertura de propuestas 4 de octubre. Aquí quisiera destacar algo importante, que estamos llevando esta licitación empararla con la licitación de Ayín-Batsil. Los tiempos para el Comité son buenos. Son buenos considerando que el acceso al cuarto de datos de Cárdenas-Mora abrió desde noviembre y tenemos conocimiento que ya hay empresas que ya tuvieron acceso al cuarto de datos. Es un buen tiempo dado que se publica la próxima semana la convocatoria. Adelante.

El contrato es un contrato de licencia que tiene una vigencia de 25 años con dos periodos de prórroga de 5 años cada uno. Otras cláusulas que prevé el contrato, bueno, en materia de rescisión prevé la determinación de una causal. Hay una investigación previa a la determinación de la causal. En materia de cesión se debe contar con la autorización de CNH cualquier cesión, transferencia, que se quiera hacer. En responsabilidad solidaria, todas las empresas que participen son solidariamente responsables. Y en materia de seguros, el contratista deberá contar con pólizas de responsabilidad civil, control de pozos, daños a materiales, entre otros.

A continuación, presentaríamos los alcances del acuerdo de operación conjunta y para eso me permitiría solicitarle al licenciado Jorge Kim su intervención para que nos dé claridad de los alcances del acuerdo de operación conjunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado Kim, adelante, muchas gracias.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Gracias, gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Nuevamente para PEMEX es un gusto estar aquí presentando el primer acuerdo de operación conjunta de un campo terrestre. Con esto podríamos decir que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estamos cumpliendo el ciclo de los acuerdos de operación conjunta. Ya presentamos Trión que fue aguas profundas, Ayín aguas someras y en este caso el primero de campo terrestre. Y esto se adiciona a lo que ustedes seguramente habrán escuchado. El día de ayer el consejo de administración de PEMEX aprobó iniciar el proceso de migración de lo que va a ser el segundo farmout en aguas profundas, Maximino-Nobilis, que eventualmente estaremos aquí presentando. Y esto es en estricto cumplimiento al plan de negocios que se presentó por parte de PEMEX el año pasado. Y que, bueno, la intención es poder continuar y como ustedes lo han instruido poder continuar en este proceso de manera más ambiciosa.

En el caso de Cárdenas-Mora, y permítanme nada más hacer aquí un comentario, este acuerdo de operación conjunta es idéntico al que se propone para el campo de Ogarrío, que también es otro campo terrestre. Por lo cual las especificaciones que yo platicaré en este momento son idénticas para lo que va a ser en su caso el caso de Ogarrío. Dándoles alguna información alrededor de este campo, estos dos campos de Cárdenas Mora se localizan a 7 km de Cárdenas, Tabasco. Este campo se inició su explotación en 1980. La producción inmediata a la cual los socios o el socio que deseen participar con Petróleos Mexicanos, pues podrá acceder a una producción inmediata de aceite de cerca de un poco más de 7,000 barriles diarios y de gas de 20.3 millones de pies cúbicos. Es un aceite de gran calidad, son 39 grados API. Son costos de producción bajos dado que es un campo que hoy por hoy ya está explotando Petróleos Mexicanos y ya se cuenta con infraestructura existente. Esto quisiera yo enfatizar, dado que a diferencia por lo que fue Trión, que en Trión no había nada, que no hay hoy por hoy infraestructura, este ya se trata de un campo que ya lleva un buen tiempo explotándose.

Ya entrando directamente a lo que es el acuerdo de operación conjunta y siguiendo las mejores prácticas internacionales, el acuerdo se basa en el modelo del AIPN de 2012 y dada la naturaleza de los farmouts en México que tienen algunas particularidades, también tomamos algunas experiencias del modelo canadiense. El porcentaje de participación que se propone en este acuerdo de operación conjunta es que PEP mantenga el 50% y el licitante ganador el 50% restante. El operador será el licitante ganador que selecciones la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

gobernanza del contratista, en este caso del PEP y socio, va a estar conformado como lo hemos hecho en otros acuerdos de operación conjunta por un Comité Operativo, que es quien va a llevar a cabo la supervisión y la dirección general de las actividades petroleras. Se van a conformar a partir de este acuerdo subcomités, que es en particular el técnico, financiero, seguridad y medio ambiente. Y adicional a ello y también en el mismo sentido que los acuerdos de operación que ya hemos presentados, se establece la posibilidad de la creación de equipos integrales de proyectos, en donde se pueden seleccionar trabajadores de cualquiera de estas empresas para participar en proyectos específicos.

Por lo que hace al procedimiento de votación, la regla general – otra vez y en el mismo sentido como lo hemos venido estableciendo – es que las decisiones se tomarán cuando menos por el 75% de participación y se establece un mecanismo para superar desacuerdos. Y aquí ponemos algunos ejemplos y señalando alguno de ellos: El operador puede decidir sin necesidad de llegar a una votación similar, como por ejemplo en un caso de taponamiento y abandono de un pozo, lo podrá elegir directamente el operador. Una parte también se establece la posibilidad de realizar actividades exclusivas y en caso de que hubiera como el plan de desarrollo, que es una decisión fundamental al interior de esta sociedad, se establece como un mecanismo para desbloquear la votación poderlo subir a los ejecutivos de ambas partes. También se establece el derecho a no participar en caso de que una de las partes decida votar en contra de un proyecto, se establece la posibilidad de no participar y que lo realicen las otras partes o la otra parte.

En temas de transferencia y cambio de control, la regla general es que si una parte quiere enajenar su porcentaje de participación las otras partes tendrán derecho a adquirir. Y la mecánica que se establece es que la parte que desee transmitir su porcentaje de participación deberá negociar los términos y condiciones de un tercero – para saber cuáles son las condiciones de mercado – y esto se le comunicará a las otras partes para determinar si desean ejercer o no su derecho. En caso de que no lo ejerzan se podrá enajenar a un tercero del consorcio.

Por lo que hace a derechos y obligaciones, se establece que todos los derechos y obligaciones de las partes serán compartidas en proporción a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

su porcentaje de participación. La parte de derechos preexistentes dado que van a entrar en un negocio en marcha los socios, también se establece que asumirán una responsabilidad por los daños preexistentes. Esto es distinto a lo que sucedió en el caso de Trión dado que las actividades que habían sido realizadas habían sido exclusivas por Petróleos Mexicanos y no había actividad todavía. En este caso ya existe actividad y se le está permitiendo a los que deseen participar en este proceso y el que sea declarado ganador ya poder acceder casi de inmediato a la producción que están generando estos campos.

Por lo que hace la responsabilidad del operador, se establece como regla general que las partes compartirán cualquier daño que cause el operador en la conducción de las actividades petroleras. La excepción es que conforme a estos modelos que estamos ocupando el operador será responsable por los daños causados por dolo o culpa grave de su personal directivo. Por lo que hace al personal directivo, conforme al modelo y acorde para las áreas contractuales, para determinar quién será considerado como personal directivo se eligió la alternativa número 2 del modelo del acuerdo de operación conjunta. Esto implica que la responsabilidad será a partir del gerente de las instalaciones y personal de nivel superior. Por lo que hace a daños indirectos y al medio ambiente, también conforme a la práctica internacional, PEP y su socio o socios compartirán la responsabilidad respecto de daños indirectos y al medio ambiente, incluso si estos se causan por dolo o culpa grave del personal directivo del operador.

Por lo que hace a los derechos de PEP, el personal Comisionado, PEP tendrá derecho de nominar a tres personas para participar en el proyecto. Ustedes recordaran que en el caso de Trión se establecía esta fórmula de que cuando menos tres personas pudieran participar, pero también se establecía hasta un porcentaje. En este caso está topado a tres personas exclusivamente los que podrían participar por parte de PEP para participar en el proyecto. El derecho de los no operadores se establece la posibilidad de remover al operador y esto con la intención de poder balancear y evitar incumplimientos dentro de las obligaciones del consorcio. Este operador podrá ser removido por causas definidas, como incumplimiento del contrato de licencia y el acuerdo de operación conjunta, insolvencia y si se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reduce su porcentaje de participación por abajo del 30% se puede remover al operador.

En la parte de la notificación de oposición, la regla general es que cualquier no operador podrá notificar a las partes su deseo de sustituir al operador si de la información que el contratista debe entregar a la CNH se desprende que aquel no se ha desempeñado de acuerdo a los términos del contrato. ¿Y cuál es la mecánica? Este derecho solo podrá ejercerse una vez que el operador se haya desempeñado como tal por un periodo de por lo menos 2 años y tiene como fin que el consorcio mitigue el riesgo de incumplir con el contrato de licencia por un pobre desempeño operativo del operador.

Con esto... perdón. En este caso en los farmouts, en este farmout de Cárdenas-Mora se presentan algunas diferencias importantes para los licitantes y que es importante que se tengan en consideración a diferencia de Trión y Ayín-Batsil y que aquí se tocan en esta lámina. Únicamente se incluyen actividades petroleras de extracción, a diferencia de lo que fueron las otras que también se establecen actividades de exploración. Desde el inicio de la vigencia del contrato PEP y el socio deberán dar continuidad a las operaciones, por lo que el acuerdo de operación conjunta establece que el socio como operador podrá contratar a PEP para la prestación de ciertos servicios para la realización de las actividades petroleras, como por ejemplo servicio de personal, acondicionamiento y transporte de hidrocarburos. El socio o socios podrán obtener un retorno inmediato de su inversión, dado que ya es un negocio en marcha. El licitante ganador podrá disponer de su producción desde el inicio de la vigencia del contrato. Y si así lo desea el licitante ganador, el acuerdo de operación conjunta le otorga la opción de pedir a PEMEX que compre la parte de la producción que le corresponda por un plazo de 12 meses, de modo que pueda disponer de su producción inmediatamente. Por lo que hace a la infraestructura existente, se transferirá el 50% de la propiedad de ciertos activos ubicados dentro de las áreas contractuales. Y como por ejemplo tenemos a pozos, líneas de descargas y algunas baterías de separación. Esto porque adquieren el derecho, el porcentaje de participación de este campo.

Esta lámina la dejo nada más para su conocimiento. Quisimos hacer un ejercicio para que se pueda hacer un comparativo dentro de los tres



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

acuerdos de operación conjunta que hemos presentado, en donde ustedes pueden detectar claramente cuáles son las grandes diferencias y cuáles son las similitudes y en donde ustedes pueden ver rápidamente que hemos tratado de mantener las mismas premisas sobre las cuales hemos venido construyendo los acuerdos de operación conjunta, pero haciendo especial énfasis en que se tratan de campos distintos con naturalezas distintas. ¿A qué me refiero? Que en el caso de Trión es un campo nuevo que iniciará con una fase importante de exploración y eventualmente en poco tiempo dada su naturaleza Trión podrá extraerse. Pero el caso de Cárdenas-Mora es un campo ya con producción y que dada esa naturaleza presenta diferentes situaciones frente a estos dos campos. Es eso señor Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado Kim. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Doctor Comisionado Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta nada más. Algunas cosas no sé si están más detalladas en otro documento, pero como que aquí habrá algunas cosas como que el consejo estará conformado por representantes de los dos. Estas hablando de un consejo de 6 gentes o de 25 gentes. ¿Cuánta gente va a participar en el consejo y en los comités derivados del consejo?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Eso como tal es un tema que hoy lo podemos platicar a partir de la experiencia de Trión. Ya son decisiones que se toman al interior de las dos empresas o de las empresas que vayan a participar. Aquí lo importante es definir el nivel de porcentaje de participación y en función de eso es que llegamos a acuerdos. Y es ahorita donde se están tomando las decisiones de cómo se integra el Comité para poder participar en esta toma de decisiones.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero otra vez, aclarando esto. Se están tomando, ¿quién las está tomando, quién está decidiendo eso? ¿Los seniors que se juntan para decidir cuántas personas van a estar en el consejo? O sea, ¿cuál es el proceso de toma de decisiones?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Se tiene que integrar el Comité Operativo y ahí al interior del Comité



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Operativo cada una de las partes tiene derecho a participar dependiendo el número de, dependiendo el porcentaje de participación. Hoy por hoy por ejemplo en Trión se está llegando a ese punto. Primero es: PEMEX tiene derecho a un 40% en caso de Trión y el socio va a tener derecho al 60%. Ahorita se está viendo cómo se va a integrar, cuántas personas son las que tienen que integrar. En el momento que ya se defina cuántas son esas personas tendrá que ser el equivalente a su porcentaje de participación. No es un número todavía definido dado que no sabemos ex.. ante quienes van a participar como socios, si van a ser uno o van a ser dos. Y el segundo punto ya es cómo, ya al momento en que se firme el acuerdo, es cuántas personas son las que deben participar. Y como hay varios Subcomités, es como se va a ir conformando en esto. Pero no es un número todavía fijo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, lo que se define ahorita es el porcentaje, el balance de control, que en este caso – abogado, usted señaló – es 50/50 la participación económica, por lo tanto, en el Consejo de Administración o Comité Directivo de este acuerdo de participación conjunta tendrán que tener mismo número de representantes, independientemente que sean 10 o sean 16. Y eso lo definen ambas empresas al momento de iniciar.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Se establece cuando menos un mínimo que es uno y ya de ahí...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que en este caso tendría que ser dos presumo ¿no?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Sí, por eso, mínimo uno de cada uno, de cada parte, y ya de ahí es la construcción.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- De hecho, como dice el licenciado, en el acuerdo de operación conjunta viene esa regla, que esa integración debe de haber mínimo un representante de cada parte.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De cada uno. Y ya luego las partes se ponen de acuerdo para llegar a ese número que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

apunta el doctor Moreira. Si son cinco de cada uno, o cuatro o el número que sea. Doctora, perdón...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón, no más la continuación. Es que, por ejemplo, dicen ustedes que se puede sustituir al operador si la información que se presenta a la CNH demuestra que no ha cumplido con el contrato. Sin embargo, ahí hay a "juicio de", a juicio del consejo de la empresa o a juicio de la CNH. ¿Quién toma la decisión?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Hasta que haya una declaratoria por parte de la CNH.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces la CNH emitirá una declaratoria.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, claro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perfecto, gracias. Así está en el contrato.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, así está. Y debe seguir las reglas del contrato en el cambio de operador y los lineamientos de cambio de operador y todo.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Perdón, levantó la mano la doctora Alma América Porres. Continúa el doctor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, yo tengo una duda. Se hizo una diferencia entre los JOA anteriores que tiene que ver con lo de la columna completa. Si no mal... o sea, en este caso va a haber únicamente la parte extracción, va a ser un contrato de extracción. Si no mal recuerdo, PEMEX tiene en estas áreas asignaciones de exploración. Es decir, en un momento dado podrían tener ustedes digamos la posibilidad de dar la columna completa, es decir, la parte exploratoria y la parte de extracción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿Es una decisión de negocio en este caso de ustedes dar únicamente un contrato de extracción?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Exactamente. Esa es la razón y la que PEP en este momento definió que era como debíamos iniciar este proceso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y la aclaración es que ustedes cuentan con la asignación exploratoria y por lo tanto podría ser también.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Es correcto. Es así.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Este contrato es exclusivamente de desarrollo, digamos incorporación de reservas, pero sobre los estratos que ya identificaron donde están los yacimientos en producción con la finalidad de aumentar la producción de estos campos.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Así de claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Si, adelante director.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Y el contrato en el anexo uno viene identificado los alcances de la profundidad, la edad y la formación geológica, los límites que tiene.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Únicamente el yacimiento.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. A mí me gustaría que abundaran un poquito en el último punto, que es la infraestructura existente. Se habla del 50% de transferencia, pero se dice de los pozos, se dice de ciertas baterías. ¿Cuál es la lógica? Porque no son todas, tal y como está la redacción.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Todas las que están. Toda la infraestructura que hoy se está utilizando para la explotación de este campo, toda, ahí es donde vamos a llegar a un 50%. O sea, es la idea que podamos compartir y por eso se establece a diferencia de los otros, del caso por ejemplo de Trión que es el contraste, en que también van a asumir esas obligaciones respecto de lo que ya está sucediendo porque van a poder entrar a un negocio en marcha y van a adquirir ya los beneficios y la infraestructura. Lo van a registrar ya como un activo de la empresa. Entonces ahora sí que tanto derechos y obligaciones se van a compartir a 50% y eso es por eso es la razón. Y toda la infraestructura que hoy por hoy se está utilizando ya para la explotación de estos campos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En el caso de que hubiera un cambio de operador o de socios, ¿qué pasaría con la infraestructura? ¿Cómo regresaría al negocio?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- También de manera se prorratearía dependiendo a qué porcentaje de esa participación se llega a quedar el socio que se está desinvirtiendo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero tendría que regresarlo para que se pudiera seguir operando.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- ¿Cómo?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por ejemplo, una batería de separación. Si el socio tiene el 50% y está conformado de un cierto formato, si más adelante hay un cambio importante por ejemplo del operador y el operador es dueño de esa infraestructura. Y cuando se sale llega otro

Handwritten signature in blue ink.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operador, pero la infraestructura se queda con el primer operador o ¿cómo es la lógica?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo lo que entiendo como en otros contratos doctor, ustedes corrijanme si estoy bien, es: La Ley de Hidrocarburos prevé que puede haber modificación en la estructura de estos contratos. Es decir, en los derechos económicos de estos contratos pueden venderse con las restricciones que establece la Ley que si hay un cambio de operador requiere la autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pero en ambos casos, cuando alguien se sale del contrato un socio vende/cede los derechos legales y económicos del contrato. Es decir...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con la infraestructura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto, es correcto. Entonces al momento que yo tengo un derecho económico sobre la infraestructura está a través del contrato. En el momento que yo me salgo, me salgo dejando esos derechos económicos sobre la infraestructura para que los tome el operador que llegue en su lugar, que en su caso como señalo si se trata de una sustitución de operador requiere la autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos simplemente para verificar que tenga las capacidades técnicas.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Es así.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces, bueno, nada más para claridad son todos, toda la infraestructura de producción, pozos, todos.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Que estén utilizándose para la extracción de pozos. Exacto.

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí. A parte de ese tema, yo nada más, es un tema de mera forma, quisiera que regresáramos a una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

redacción que contenía nuestras primeras bases en cuanto a que, en la firma del contrato, una vez que se haya adjudicado, sea en las instalaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Como lo hemos hecho en otras ocasiones, no en todos como usted bien apunta, pero sin duda eso puede llevarse a cabo, se puede llevar a cabo así. Hemos tenido en la Ronda Uno, tratándose de la Ronda Uno distintas sedes: Secretaría de Energía, PEMEX. Pero por supuesto si es deseo/solicitud de este Órgano de Gobierno pues lo hacemos de esa forma.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

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

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

ACUERDO CNH.E.15.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Bases de la licitación CNH-A3-Cárdenas Mora/2017, para la selección de un socio para la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Yacimientos Convencionales Terrestres.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este último punto de este primer punto, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario le dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

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 LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ok. Con relación al área contractual Cárdenas-Mora someto a su consideración la designación de integrantes del Comité Licitatorio en términos del artículo 8 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como lo previsto en el artículo 13 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Pongo a su consideración la integración del Comité que sería como coordinador Yara Cyntia Gual Ángeles, Directora General Adjunta en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, suplente Carlos Moreno Sole, Director General Adjunto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Secretaria del mismo Elba María Arjona Ortiz, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos y su suplente Arcenia Viridiana de la Rosa García, Directora en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Este sería el Comité que deberá ejecutar y coordinar todo el proceso de licitación que someto a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Bien, adelante licenciado Galindo.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ACUERDO CNH.E.15.003/17

Con fundamento en el Artículo 8 de las Disposiciones Administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como en lo previsto en el artículo 13 fracciones I inciso g. y XIII en relación con el último párrafo del citado artículo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, a propuesta del Comisionado Presidente, por unanimidad, designó al Coordinador, a la Secretaria y los suplentes del Comité Licitatorio para la Licitación CNH-A3-Cárdenas Mora/2017, en los siguientes términos:

Coordinador:

Yara Cyntia Gual Ángeles, Directora General Adjunta en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Suplente:

Carlos Moreno Solé, Director General Adjunto en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Secretaria:

Elba María Arjona Ortiz, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Suplente:

Arcenia Viridiana de la Rosa García, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Convocatoria, Bases de Licitación y propuesta de designación de Coordinador y Secretario del Comité Licitatorio, relativas a la licitación para la selección de un socio para Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos bajo un contrato de licencia en el Área Contractual Ogarrio

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

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

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

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Gracias. Igual que el anterior, someteré a su consideración la convocatoria y después las bases que integran contrato, con operación conjunta y después la designación de integrantes del Comité. La propuesta que someto a su consideración, Convocatoria CNH-A4-Ogarrio-C3/2017. Proceso de licitación convocatoria Comisión Nacional de Hidrocarburos, Licitación Pública Internacional CNH-A4-Ogarrio/2017:

Que, en términos de lo dispuesto por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la exploración y extracción del petróleo y los demás hidrocarburos son áreas estratégicas a cargo del Estado Mexicano, su propiedad en el subsuelo corresponde a la nación y es inalienable e imprescriptible. Que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación, este llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. Que en el marco constitucional existente a partir de la reforma a la Carta Magna publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre del 2013



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y la expedición de las disposiciones legales publicadas en el mismo medio de difusión oficial el 11 de agosto del 2014 prevén como una de las atribuciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como órgano regulador coordinado en materia energética, llevar a cabo los procedimientos de licitación de los contratos referidos, así como su suscripción y administración. Que en término de lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos en los casos de asignaciones que migren a contratos para la exploración y extracción, Petróleos Mexicanos podrá celebrar alianzas o asociaciones con personas morales. Para estas alianzas o asociaciones la selección del socio se realizará mediante licitación pública que lleve a cabo la Comisión Nacional de Hidrocarburos que represente las mejores condiciones de selección y que más convenga a la nación observando las mejores prácticas en materia de transparencia.

Que de conformidad con lo dispuesto en los artículos 25, párrafos quinto, séptimo, noveno, 27, párrafo séptimo, 28, párrafo cuarto y 134, párrafo primero de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, quinto, séptimo y octavo transitorios del decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía publicado en el Diario Oficial de la federación el 20 de diciembre del 2013, 11, 12, 13, 15, 18, 19, 23, 24, 26, 29, 30, 31 y 46 de la Ley de Hidrocarburos, 29, fracción siete, 30, 31, 32, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 43 del reglamento de la Ley de Hidrocarburos, 3, 4, 5, 22, fracción primera, tercera, cuarta, 38 fracción segunda y 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 1, 3, 5, 7, 8, 12, 15 y demás relativos de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, 10, fracción primera, 11, 13, fracción primera, inciso d, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en los lineamientos técnicos y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales emitidos por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público se convoca a personas morales nacionales o extranjeras a participar en la licitación para la selección de un socio para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos bajo un contrato de licencia en yacimientos convencionales terrestres. Lo anterior, de conformidad con las reglas previstas en las bases de licitación del proceso,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las cuales se encuentran disponibles para su consulta en la página <http://rondasmexico.gob.mx>. Estos serían los alcances de la convocatoria que someto a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias licenciado Martín Álvarez Magaña. ¿Algún comentario colegas Comisionados? Licenciado Galindo, por favor.”

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

ACUERDO CNH.E.15.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, VIII y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Convocatoria CNH-A4-Ogarrio-C3/2017, correspondiente a la licitación para la selección de un socio para la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Yacimientos Convencionales Terrestres.

Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó que se lleven a cabo las gestiones que sean necesarias para la publicación de esta convocatoria en el Diario Oficial de la Federación.

En desahogo de este segundo punto de este punto, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario le dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

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

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

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muy bien. Con relación a las bases de licitación del área contractual Ogarrio, hago de su conocimiento que el proceso de licitación es exactamente el mismo que el proceso de Cárdenas-Mora. No sé si quieran nada más, es la misma regla, se precalifican operadores, no operadores segunda etapa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si es igual yo creo que podemos obviar la presentación.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es exactamente igual. El calendario es exactamente el mismo, la idea es llevarlos de la mano Cárdenas-Mora, Ogarrio, junto con Ayín. El contrato es exactamente igual para esta área contractual también. No sé en el caso si quisiera el licenciado Jorge Kim destacar algo del acuerdo de operación conjunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado Kim, ¿algún comentario en relación con este?

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Muy rápido. Nada más dar alguna especificación respecto al campo. En la presentación que hace un momento presenté, en la lámina 2, ahí viene la especificación del campo Ogarrio. Es que es un campo que se localiza a 115 km de Villahermosa y a 65 km de Coatzacoalcos. Este campo inició su explotación a partir de 1957. La producción inmediata de aceite son más de 6,500 barriles diarios y de gas de 25 millones de pies cúbicos. También es un campo con excelente extracción de aceite, 37 grados API, también costos bajos de producción y también cuenta con infraestructura existente. El acuerdo de operación conjunta es idéntico al que acabo de presentar, simplemente sería eso. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. Entonces es con sus características ya descritas por el abogado Kim. Son mismas condiciones de bases de licitación, mismo acuerdo de operación conjunta. Perfecto, muy bien. Adelante licenciado Galindo.”

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

ACUERDO CNH.E.15.005/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Bases de la licitación CNH-A4- Ogarrio/2017, para la selección de un socio para la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Yacimientos Convencionales Terrestres.

En desahogo de este último punto de este segundo punto, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario le dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

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

“DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí. Para el área contractual Ogarrio, con fundamento en el artículo 8 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como lo previsto en el artículo 13 del Reglamento Interno de la Comisión



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Nacional de Hidrocarburos, someto a su consideración la integración del Comité Licitatorio que deberá ejecutar y coordinar esta licitación. Como coordinador a Yara Cyntia Gual Ángeles, Directora General Adjunta en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, su suplente Carlos Moreno Sole, Director General Adjunto en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La secretaria del Comité Elba María Arjona Ortiz, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos y su suplente Arcenia Viridiana de la Rosa García, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Este sería el Comité que llevaría a cabo la coordinación y ejecución de este proceso de licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Pasamos a... ¿no sé si haya algún comentario? Es el mismo, es el mismo.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es el mismo Comité.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pasamos si les parece a la propuesta de lectura de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.15.006/17

Con fundamento en el Artículo 8 de las Disposiciones Administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como en lo previsto en el artículo 13 fracciones I inciso g. y XIII en relación con el último párrafo del citado artículo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, a propuesta del Comisionado Presidente, por unanimidad, designó al Coordinador, a la Secretaria y los suplentes del Comité



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Licitatorio para la Licitación CNH-A4-Ogarrio/2017, en los siguientes términos:

Coordinador:

Yara Cyntia Gual Ángeles, Directora General Adjunta en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Suplente:

Carlos Moreno Solé, Director General Adjunto en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Secretaria:

Elba María Arjona Ortíz, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Suplente:

Arcenia Viridiana de la Rosa García, Directora de Área en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

II.3 Modificación a las Bases de la licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017, (Bases de licitación y Acuerdo de Operación Conjunta). MAM.

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

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

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

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Con relación a la licitación de Ayín-Batsil, aquí básicamente la Secretaría de Energía nos hizo llegar unas modificaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que dan claridad al acuerdo de operación conjunta y derivado de estas aclaraciones se hace un ajuste en un numeral, numeral 13.5 de las bases de licitación. Si me lo permiten, aquí le pediría al licenciado Jorge Kim dar inicio nada más para que nos diga en qué consisten los principales cambios. Son para dar claridad básicamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto, muy bien. Abogado.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Sí, son básicamente tres ajustes que se hacen. El primero tiene que ver el con acarreo. En este acuerdo de operación conjunta no se van a incluir estos conceptos que ya habíamos incluido en el caso de Trión, que es el caso de concepto de aportación mínima, aportación adicional y monto total de la aportación para que demos plena claridad.

Ustedes recordarán que en Trión se pidió una aportación mínima que era el mínimo que tenían que, para participar tenían que aportar y de ahí en adelante la aportación adicional es el monto que van a licitar para poder elegir a un ganador. Entonces se establecen estos conceptos que es acorde con lo que ya habíamos venido realizando. También se hizo un ajuste para hacerlo consistente con el anexo 5 del contrato, en donde se establece la obligación de adquisición y procesamiento de sísmica. Había ahí un error entre el contrato y el anexo. Para hacerlo consistente se pone que la obligación es de 1,096 a 1,100 km cuadrados para la adquisición de la sísmica.

Y finalmente esto también después de haberlo platicado con las autoridades, con la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda, se estableció dado que PEMEX tiene o PEP tiene un poquito cercanos a los 250 millones de dólares como valor no depreciado ni deducido de los activos, se establece la regla de cómo podrá ser recuperado por parte de PEP. Son costos y se establece la regla de que, si bien las partes van a dividir en la parte en que les corresponde la utilidad, por cuánto hace a los costos primero PEP va a ser el que va a recuperar estos costos que no han sido ni depreciados ni deducidos y después los costos del socio serán recuperados. Simplemente son estos tres ajustes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado Kim. Nada más recordar que se trata aquí de un área contractual en aguas someras. En aguas someras la política que ha seguido la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda es establecer contratos de producción compartida, mismos en donde las contraprestaciones que se pagan al Estado van sobre la utilidad y por tanto hay una deducción de costos. Y aquí ciertamente son proyectos que han tenido inversiones y como ya lo señaló el abogado Kim existe una inversión todavía no deducida, no recuperada, que el contrato va a reconocer en favor de una deducción en favor de Petróleos Mexicanos, si entendí bien abogado Kim.

DIRECTOR JURÍDICO DE PEMEX, LICENCIADO JORGE EDUARDO KIM.- Es así.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pues muchas gracias por la aclaración. Director General.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Y derivado de esas precisiones – adelante por favor – se hace una precisión en el numeral 13.5 de las bases, donde se incorpora la definición que está en el acuerdo de operación conjunta, que es monto total de la aportación. Esa es la precisión para hacer consistentes las bases con el acuerdo de operación conjunta. Esas son básicamente las modificaciones. Estas modificaciones de aprobarse serán publicadas el día de hoy en la página electrónica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Muy bien, ¿algún comentario Comisionados? Bien, licenciado Galindo, adelante por favor.”

Antes de pasar a la votación, el Comisionado Presidente, hizo comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias licenciado Galindo. Nada más antes de pasar a la votación. ¿Estas modificaciones y las convocatorias antes anunciadas con su respectiva convocatoria y bases de licitación se publicarían hoy en la página de Rondas México?”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No. Hoy publicaríamos en la página electrónica las modificaciones correspondientes a la licitación de Ayín-Batsil. Las del área contractual Cárdenas-Mora y Ogarrio podrían ser publicadas el martes o el miércoles, dependiendo del espacio que nos dé el Diario Oficial de la Federación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, entonces esperamos. La regla es esperar a la publicación del Diario Oficial y entonces subimos a la página.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- El mismo día.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Le agradezco abogado. Bien. Entonces colegas Comisionados, quienes estén a favor les pido sean tan amables de manifestarlo.”

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

ACUERDO CNH.E.15.007/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 17 de la Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la licitación CNH-A2-Ayín-Batsil/2017, que incluyen el Contrato y el Acuerdo de Operación Conjunta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las bases modificadas deberán publicarse en la página
<http://rondasmexico.gob.mx/>

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la Propuesta de Medición de Hidrocarburos y Punto de Medición Provisional respecto del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam. LDMV.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias, muy buenas tardes. De acuerdo a la agenda presentada, traemos la propuesta de medición de hidrocarburos y punto de medición provisional para los campos Ek y Balam realizada por PEP. Y esto deriva del proceso de migración de asignación a contratos de dichos campos sin socio. La propuesta está fundamentada en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, donde se establece que el operador petrolero deberá presentar con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de extracción una propuesta de punto de medición provisional a efecto de iniciar o continuar – que es el caso – la producción respectiva. Cedo la palabra a la maestra



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Daisy Cerquera, Directora General de Medición, para que nos presente el tema.

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

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Bueno, buenos días a todos. Dentro del proceso de migración como lo mencionó Daniel Mena se hace necesario contar para el área contractual con un punto de medición oficial. ¿Cierto? Dentro de ese punto de medición oficial, el 27 de febrero de 2017, PEMEX presentó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la propuesta de punto de medición para el área contractual. Se le hicieron diversos requerimientos cerca del 13 de marzo del 2017, los cuales fueron atendidos en debida manera el 23 de marzo del 2017. ¿Cierto?

Conforme lo establece el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, el operador petrolero deberá presentar con 15 días hábiles de anticipación al inicio a sus actividades de extracción una propuesta de punto de medición a efecto de iniciar o continuar la producción respectiva con la siguiente información:

- Identificación;
- Ubicación;
- Designación del responsable oficial;
- Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún operador petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de hidrocarburo.

La Dirección General de Medición para evaluar la propuesta de punto de medición provisional presentado por el operador petrolero, en este caso PEMEX, verificó la suficiencia y la congruencia de la propuesta y para este propósito llevó a cabo las siguientes actividades. Se identificó la ubicación del sistema de medición mediante la información de su posición georreferenciada con la descripción detallada de todos los elementos que lo conforman, diagramas isométricos de los sistemas de medición. Se verificó que los dispositivos que cuantifican los volúmenes, presiones,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

temperaturas, calidad, así como la toma de muestras de los fluidos, se encuentran apegados a los estándares internacionales. Entre estos cito para conocimiento de los Comisionados los que se verificaron. Son el API 12.2.2 Cálculo de cantidades de petróleo, el API 20.1 Correcciones al cálculo de volumen, el AGA 3 Medición por presión diferencial del tipo placa de orificio, el API 21.1 Y EL API 21.2 Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica y el API 7 medición de la temperatura.

Asimismo, se verificó que los procedimientos para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos por cada tipo de hidrocarburos en los sistemas de medición cumplan con los estándares exigidos en los Lineamientos Técnicos en su anexo 2. Se revisó la congruencia y cohesión de los datos, cálculos y procedimientos para la asignación del volumen y la calidad en el punto de medición provisional propuesto por tipo de hidrocarburo, en este caso petróleo y gas. Se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda en cuanto a la ubicación del punto de medición provisional en el cual se estuviera en posibilidad de determinar el valor contractual de los hidrocarburos. Se verificó la designación, capacidades y competencias técnicas del responsable oficial encargado de la administración de los sistemas de medición, conforme al artículo 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición.

A continuación, paso a resumir de manera general o a presentar de manera general la propuesta de punto de medición presentada por PEMEX. Respecto a la ubicación del punto de medición provisional será en el centro de procesos Akal-C. La identificación del punto de medición provisional, se encuentran ubicados en la plataforma Akal C1 para los hidrocarburos, para el aceite y la plataforma Akal C6 para gas y condensado. El tipo de medición que se va a realizar en dichos puntos será una medición referencial. El procedimiento para la determinación de la medición y la asignación volumétrica está fundamentada e incluida dentro de sus procedimientos internos de PEMEX con la API MPMS 12.2.2, la MPMS API 20.1, el AGA 3 y nos está presentando una metodología para la asignación de los volúmenes de promedios aritméticos prorrateados. Los procedimientos para la determinación y asignación de la calidad conforme se presentan una propuesta de muestreo manual en el punto de medición provisional y análisis de laboratorio de acuerdo con las normas API MPMS 14.1 de gas y el ASTM D-4057 para el caso de aceite. El responsable oficial que nos está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentando PEMEX es el ingeniero de medición del activo de producción Cantarell de la subdirección de producción de aguas someras.

A continuación, digamos les informo que como se puede observar en la lámina que se presenta, el activo Cantarell, el área Ek-Balam se encuentra en aguas someras. El punto de medición provisional se encuentra ubicado a 6 km del área contractual en el Centro de Procesos Akal C como les acabo de informar y a 161 km del Terminal Dos Bocas para el caso de petróleo y aproximadamente unos 90 km hacia Atasta para el caso de gas. La producción digamos de este campo son más o menos unos 33,000 barriles por día de crudo y de gas son 4.8 millones de pies cúbicos de gas. De líquidos, o sea en total, este activo produce alrededor de unos 83,000 barriles por día. Es decir, la diferencia está en el contenido de agua.

En dicho punto digamos que se está presentando como puntos de medición la producción del activo del área Ek-Balam se junta con cinco corrientes de producción de otras asignaciones, tres de Akal, tres corrientes del campo Akal, tres corrientes de Ixtoc, una de Sihil. Para efectos de la medición para el caso de petróleo, PEP nos presenta un sistema de medición compuesto por cinco medidores, de los cuales tres miden crudo y dos miden agua. Los tres medidores son un medidor ultrasónico con 4 haces con capacidad máxima de 4,650 barriles por hora, un medidor maestro ultrasónico 6 pulgadas de 8 haces con capacidad máxima de 4,650 barriles por hora, un medidor másico tipo coriolis con una capacidad máxima de 20,500 barriles por hora. Estos medidores se encuentran ubicados a la salida de una etapa de separación primaria que tienen, que se llevan a cabo en el Akal C1. Y adicionalmente presenta dos medidores, un medidor de corte de agua con... dos medidores de corte de agua con intervalos de 0% a 100%. O sea, son medidores de agua.

Respecto de lo que tiene que ver con la corriente de gas, la propuesta de PEMEX es un medidor de platina de orificio que se encuentra ubicada la descarga general del módulo Mars 90 A de 24 pulgadas. Es un medidor que maneja alrededor de 150 millones de pies cúbicos por día y que tiene un computador de flujo FR FOXOORO, identificado con ese serial.

Igualmente – la siguiente por favor – de manera general hemos traído aquí como el esquema del proceso, del procedimiento para la medición de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos. Entonces, como les estaba mencionando del campo Ek y del campo Balam sale la producción que se junta con otras corrientes en el centro de procesos Akal C y ahí vamos a tener una medición referencial a través de los medidores que estamos que acabamos de presentar. Posteriormente esa corriente, o sea, en total 6 corrientes la de Ek-Balam llegan al Terminal Dos Bocas en donde se va a presentar una medición de transferencia, toda vez que a través del Terminal Dos Bocas hay dos salidas. A través de los sistemas de medición 100 y sistemas de medición 200 que se señalan ahí punteados salen para exportación a través de una de las mezclas mexicanas para venta, crudo Maya, y también pasa al Centro de Distribución Palomas en el cual se distribuye también para refinación y exportación. ¿Si? Más o menos digamos los volúmenes que están distribuidos tanto en Palomas como en el Terminal Dos Bocas es 45% Terminal Dos Bocas y el resto hacia Palomas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me queda muy claro que podemos medir en el punto SM el volumen total de aceite y agua que se está produciendo. Lo que no me queda claro es cómo vas a separar la producción que viene de EK-Balam de la que viene de Akal, Ixtoc, Sihil. O sea, el diagrama que pusiste no queda claro cómo mides corrientes por separado.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Las corrientes por separado, realmente como acabo de mencionar, es una medición de referencia. Todo va a partir a través de las mediciones que se van a llevar a cabo a través de los sistemas de medición 100 y 200 y los sistemas de medición de Palomas, de Terminal Dos Bocas y de Palomas. A través... para identificar las corrientes que vienen ahí, se va a hacer una metodología de promedios aritméticos prorrateados conforme a la participación de cada uno de los campos o de las mezclas que participan en cada uno de los terminales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero me estás repitiendo lo mismo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, pero aparte yo intuyo, a ver la pregunta es, y es algo que ocurre con frecuencia, que es: Tienes un punto de medición fiscal. Está previsto en los contratos inclusive que tenemos ya suscritos de la Ronda Uno en donde en algunos casos el punto de medición fiscal puede— está previsto en los contratos — puede estar fuera del área contractual, que es este el caso. ¿Por qué se prevé eso en la práctica normal de la industria petrolera? Porque la medición fiscal, para tener la medición fiscal necesitamos que ya los hidrocarburos estén separados, gas, aceite y también tener separado el agua, tener los flujos estabilizados para tener una precisión que en este caso conforme a nuestra normatividad que es la práctica internacional es 0.3% en aceite, 1% en gas. Entonces tenemos que tener las corrientes estabilizadas y entonces por eso se prevé que el punto de medición fiscal pueda estar fuera del área contractual porque en algunos casos para tener esta precisión necesitas una economía de escala que no te la da un campo o un contrato. Es este el caso. Entonces tenemos que para tener las instalaciones con la precisión requerida el punto de medición Akal C está fuera.

Ahora, de ahí, conscientes de que tenemos concurrencia de corrientes, ¿cómo llevo con precisión el prorrateo correcto? Eso se hace... este es el punto de medición fiscal, pero es importante tener en mente que no es el único punto de medición. Y conforme a la regulación de la CNH medimos desde los pozos. Entonces, partir de la medición de pozos y de instalaciones previas que pueda haber, podemos hacer un prorrateo adecuado de cuánto corresponde a cada campo en el punto de medición Akal C. No sé si quiera comentar algo o complementar algo al respecto.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Es solamente para comentar. Es que en el Terminal Dos Bocas se juntan 64 asignaciones. Se hace un prorrateo como lo menciona el Comisionado Presidente de conformidad con la participación volumétrica que entra en esas 64 asignaciones. Esas 64 asignaciones entran en tres corrientes mezcladas. Entonces dependiendo de la participación de cada una de las corrientes mezcladas, se empieza hacer el prorrateo de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

participación y se va hacia atrás hasta que se individualiza de acuerdo con la participación de cada una de ellos hasta el área de Ek-Balam.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, pero este prorrateo que creo es la pregunta de fondo del doctor Comisionado es: Ok, sabemos que tienes concurrencia de corrientes. ¿Cómo lo distingues? Bueno, lo distingues porque no es tu único punto de medición. O sea, tenemos puntos de medición ahí y hacia atrás hasta los pozos. Entonces, eso nos permite hacer el prorrateo, pero la medición para efecto de pago de contribuciones fiscales la precisión la tenemos hasta... o sea, cuánto valor, cuánto hidrocarburo de la calidad precisa se generó, lo podemos medir hasta Akal C. La proporción... la proporción de cada campo se puede determinar sin problemas a partir de las mediciones previas hasta inclusive los pozos.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Pero voy a responderle que acabo de entenderle un poco más a su pregunta Comisionado. Y es, efectivamente el activo de cada uno, digamos el representante del activo – en este caso el que nos está proponiendo del activo Cantarell – nos empieza y nos da un dato. Él envía un dato de producción estimado por pozo y por campo que se agrupa para cada uno y esto empieza, esto lo reporta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Vamos reportando medición desde el inicio, aunque para partes contractuales, para el pago de contribuciones medimos acá.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Se reporta. Una vez reportado entonces ya sabemos desde el inicio cuánto fue la producción de esto. Esto es una medición operativa. Cuando llega a Akal C se hace una medición de tipo referencial. Y la operacional con la medición de referencial empieza a corregirse en un balance de ida. ¿Cierto? Si usted me permite la expresión es un balance de ida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, al final tenemos que empatar toda la medición desde los pozos en los distintos puntos donde se mide según las instalaciones hasta el punto fiscal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Hasta los puntos fiscales, que en este caso serían Terminal Dos Bocas que está actuando para el caso de Ek-Balam como un punto de transferencia y como un punto de medición fiscal Palomas. Una vez se miden aquí los volúmenes, también a través de estos medidores y una vez estabilizado el crudo y deshidratado como lo exigen los lineamientos técnicos en materia de medición se corrige la información de producción hacia atrás en un valor hacia atrás para llegar ahí para corregir ya la medición individualizada por cada una de las áreas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El ingeniero Daniel Mena, jefe de la Unidad de Extracción, pidió la palabra. A ver.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- La explicación ha sido clara en ambos sentidos, solamente le voy a agregar dos puntos para complementar. Esos pozos de Ek y Balam se explotan con el sistema artificial de producción BEC, bombeo electro centrífugo, entonces desde ahí es posible tener la medición porque las etapas nos permiten determinar cuál es el volumen que está saliendo por pozo y esa medición de balance. La otra condición que quiero agregar es que son yacimientos que tienen agua. Mencionaba al inicio que son 83,000 barriles de líquidos, pero solamente 33 son de hidrocarburo aceite, lo demás es agua. Entonces esa medición que explicó ahorita al cierre Daysi se va llevando como un balance, pero en el punto de referencia que es Akal C yo puedo tener un volumen de agua determinado por las condiciones de estabilización que lleve hasta ahí el hidrocarburo. 161 km después si yo vuelvo a medir eso ya el porcentaje de agua ya se estabilizó, ya pasó por un ducto que además tiene condiciones de temperatura, las del propio océano, y entonces tiene otro porcentaje que obliga a hacer una redistribución, porque ahí sí ya se tiene un valor estimado más cierto del porcentaje de agua, entonces se obliga a hacer un prorrateo hacia atrás.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Lo que tú me dices es que yo realmente pudiera estar midiendo esto por hora, por día, por cualquier



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

periodo de tiempo que yo tengo, puesto que yo tengo la producción del pozo. Si yo tengo la producción del pozo lo puedo tener para el día de hoy y yo sé cuánto es digamos aceite y cuánto es agua.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. Inclusive déjeme subrayar esto que usted apunta Comisionado Moreira importante. En los contratos, en todos los contratos ya suscritos y este incluyendo, y de manera consistente con lo que señala la regulación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el punto de medición fiscal que es donde ya tenemos estabilizadas las corrientes y es ahí donde se determinan las contraprestaciones – digamos dicho coloquialmente es la caja registradora – y conforme lo establece el contrato y la regulación de la CNH, ahí se establece una medición en tiempo real, de tal suerte que de manera remota y continua como usted apunta estamos conociendo o vamos a estar viendo lo que pasa por el punto fiscal. Esta parte es importante subrayarla porque no solo se trata... tiene un doble beneficio Comisionado, que es no solo tener la oportunidad de la información, pero realmente en estricto sentido no requeriríamos la información en tiempo real. El imponer la condición de tiempo real tiene la importancia adicional de control, es decir, estamos monitoreando de manera continua el punto de medición fiscal de tal suerte que si se interrumpe inmediatamente entran los sistemas de control, monitoreo, inclusive inspección en campo. Entonces el punto de medición fiscal se mide, y conforme lo establece el contrato y la regulación de la CNH, en tiempo real y lo podemos estar viendo así en las computadoras de la CNH. Muy bien. ¿Algún otro comentario? Comisionado doctor Moreira. Disculpe usted, me quedé con la idea del doctor Moreira. El doctor Néstor Martínez. Dije doctor Moreira y volteé a ver al doctor Néstor Martínez. Disculpe usted.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Es referente al responsable oficial. Ya se comentó que es el ingeniero de medición de Cantarell. Leyendo un poco que es lo que hace el responsable oficial, es la persona designada por el operador que pone como su representante y que es responsable de los mecanismos de medición y también de la comunicación directa con la Comisión Nacional de Hidrocarburos. El ingeniero de medición será la persona más adecuada dado que se acaba de comentar que las condiciones físico-químicas de los hidrocarburos requieren de correcciones en el área de Terminal Dos Bocas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿No debería ser alguna otra persona de un nivel más alto para que no nos estén cambiando a ese ingeniero de medición? No sé quién sea el ingeniero de medición. No sé si es un ingeniero que está ahí mismo en la Terminal, en Akal C, en el centro fiscal, porque si es así cada 15 días está cambiando o cada vez que haya un cambio de guardia. ¿Entonces el ingeniero de medición quién es? Me gustaría tener una puntualización más clara acerca de cómo se definió quien podía ser.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- El ingeniero, digamos, nosotros revisamos todos los certificados del responsable oficial y cumple con toda la experiencia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero hay una persona nada más o son varias personas?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- No, es una persona nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es una persona la que es responsable frente a la CNH en este tema de la información como lo establece la regulación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, pero si está en la plataforma el cambia cada 15 días. Se baja y regresa dentro de 15 días. ¿Dónde está esa persona?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Esa persona está ubicada en el activo, de lo que yo conozco está en el activo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, en el activo. Perfecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En el activo y él es el que va a estar siendo responsable de la información que recibamos.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Sí señor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es importante, está en el activo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y conforme a la regulación, si estoy bien Directora General, se establece la necesidad de que exista este responsable.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Sí, y es una sola persona.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una sola persona. Bien. ¿Algún otro comentario? Colegas Comisionados. Ingeniero Daniel, ¿algún otro comentario?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En algunos otros proyectos siempre se ha pugnado y así lo ha manifestado PEMEX que debe ser en todo caso el administrador del activo. Voy a revisar si cumple, si es suficiente, si es la misma persona, si está facultado, porque en todo caso pudiera ser el administrador. Lo reviso, es un buen punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, muchas gracias. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí Presidente, gracias. Quisiera regresar a la inquietud del Comisionado Moreira en razón de que efectivamente parece que este sistema de medición a través de un prorrateo puede no darnos las cantidades exactas de producción de cada uno de los pozos y de las áreas contractuales. Pero recordemos que es un sistema de medición provisional, es decir, la siguiente etapa tendrá que ser efectivamente una medición específica por pozo y por área contractual. Esto de la medición provisional lo resolvimos cuando se tenía que aprobarle a Petróleos Mexicanos sus sistemas y obviamente para efectos de inmediatez no estaba todavía preparado. Pero vimos que esto también se ampliaba a ciertos contratos que ya se encontraban en producción o bien como en este caso migraciones que se convierten en contratos que también ya se encuentran en producción y no están todavía preparados para implementar los sistemas o mecanismos de medición tal y como lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

exigen nuestros lineamientos. Entonces esto es sólo provisional, pero tendremos que llegar a una fecha, y tiene que ser esta fecha muy próxima, donde ya les exijamos que no nos midan a través de un sistema de prorrateo, sino que sea en forma específica para conocer ahí sí en tiempo real de cada uno de los pozos y de cada una de las áreas contractuales cuál es la aportación exacta que se hace a la corriente que hoy se está midiendo de forma prorrateada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado Acosta. Quisiera complementar algunos puntos a ver si bien una vez que presenten el plan de desarrollo como lo establece la Ley ahí se tienen que presentar nuevamente los mecanismos de medición. Pregunto aquí al ingeniero Mena y a la Directora General, ese es mi entendido: De cualquier forma, en tanto no se presente nuevo plan de desarrollo, que presumiblemente derivado de esto habrá mejoras en la productividad, en la producción del campo, ¿este sistema de medición cumple con los estándares de incertidumbres, el rango máximo de incertidumbre que marca la normatividad?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA.- Nosotros hicimos dentro de los procedimientos de revisión que se adelantaron en la Dirección, se verificó los niveles de incertidumbre, particularmente para los medidores ubicados en Akal C que es nuestro punto de medición provisional. El punto, el del ultrasónico que es el de crudo, tienen una incertidumbre de 0.1% certificado. Para el caso de gas, PEMEX no cuenta con un certificado porque hay unas dificultades de patronamiento de ese medidor. Pero en todo caso no más mirando la certificación de medición de este ultrasónico en conjunto todo su sistema de medición que involucra los medidores de volumen y de temperatura están dentro de los rangos permitidos, que son del 0.3% exigidos para los Lineamientos Técnicos de Medición.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces está claramente dentro de los rangos máximos de certidumbre. Porque recordemos que la medición de petróleo y de cualquier cosa que uno mida en el mundo no es exacta. Siempre a nivel internacional hay un rango máximo de incertidumbre. Y bueno, como señala el Comisionado Acosta, cuando se presenta el plan de desarrollo PEMEX va a presentar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nuevamente el sistema de mecanismos de medición para aprobación. Pero esto cumple, cumple con los rangos de incertidumbre máximos y cuando presente sus sistemas de medición en el plan de desarrollo puede ser que se confirme, porque está previsto en la regulación y en los contratos que el punto fiscal quede fuera del área contractual como lo tenemos en los contratos ya suscritos. Lo veremos, pero en todos los casos tendremos que verificar que se cumple con los estándares que exige la regulación. Bien, ¿algún otro comentario colegas? Siendo así, adelante licenciado Galindo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.15.001/17

Por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de medición de hidrocarburos y punto de medición provisional respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.15.008/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, y XXVII y 38, fracciones I y II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de medición de hidrocarburos y punto de medición provisional respecto del contrato para la extracción de hidrocarburos derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

0039-M-Campo Balam, en términos de los Lineamientos
Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:37 horas del día 28 de abril de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porrés Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Claudio Galindo Montelongo
Secretario para esta sesión