



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:34 horas del día 2 de marzo del año 2018, 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 y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 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 220.0169/2018, de fecha 1 de marzo de 2018 y, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.
- II.2 Opinión sobre el modelo de contratación de licencia propuesto por la Secretaría de Energía para el procedimiento de migración de la Asignación AE-0388-M-Miquetla, a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular la Unidad Técnica de Exploración.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias, muy buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Ponemos a consideración a ustedes esta presentación sobre el dictamen del Plan de Exploración del consorcio formado por Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es el operador en este caso, Pemex Exploración y Producción e Inpex E&P México, S.A. de C.V.

No más como antecedente, es un contrato, este contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016 de modalidad de licencia de fecha efectiva del 28 de febrero de 2017, con una vigencia de 35 años contractuales y prórroga de 10 años y uno de 5 más. El periodo inicial de exploración es de 4 años que puede tener una ampliación de hasta 3 años más. Entonces esta área contractual se encuentra en el área de Salina del Bravo – ustedes están viendo ahí el mapa – y los fundamentos legales pues que tenemos es la Ley de Hidrocarburos, el artículo 44, fracción primera, que habla sobre las mejores prácticas y la incorporación de reservas; la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los artículos 39 y las fracciones primera, cuarta y sexta, sobre la evaluación del potencial, tecnología a utilizar y los beneficios del Estado; y los artículos 7, 8, 15, 16 y el anexo 1 de nuestros lineamientos. El contrato obviamente las cláusulas 4.1 sobre el Plan de Exploración, el 4.2 del periodo inicial de exploración, la 19.3 del contenido nacional y por último el 19.5, que habla de transferencia tecnológica. Si pasamos a la siguiente por favor.

El área contractual les decía se localiza en la provincia geológica Salina del Bravo, en la provincia petrolera del Golfo de México, aproximadamente a 120 km de la costa del Estado de Tamaulipas y tiene una superficie de 1,686.9 km². Y los tirantes de agua varían de 500 hasta 1,800 m, es decir, aguas profundas. El área se encuentra, esta área se encuentra en un estado desde el punto de vista exploratorio de baja madurez, es decir, hay pocos datos. No hay ninguna infraestructura dentro del área contractual. No hay ningún pozo perforado. De hecho el pozo más cercano está a más de 21 km de distancia de los límites de esta área contractual número 3. Y como antecedente pues hay adquisición y procesamiento de información sísmica 2D, adquisición y procesamiento de información sísmica 3D y muestras de fondo marino y no se ha perforado ningún pozo exploratorio por supuesto. Continuamos con la siguiente por favor.

Entonces el objetivo que presenta el operador en el Plan de Exploración es evaluar el potencial petrolero de esta área y evaluar los recursos prospectivos. En lo primero se está refiriendo a evaluar básicamente los componentes del sistema petrolero. Establecer sistema petrolero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

realmente está trabajando aquí. Y evaluar recursos prospectivos es, una vez que ellos mapeen sus posibles prospectos, evaluar la volumetría que exista.

En el Plan de Exploración propone 5 estudios exploratorios. El primero es un análisis de datos gravimétricos y los tres últimos se refiere a la interpretación de secciones tanto estructurales, el modelado de obviamente de madurez térmica de la roca generadora en este caso, la estratigrafía sísmica y modelos de física de rocas y análisis de AVO (amplitud versus desplazamiento) que es un atributo físico para estudiar la roca almacén, los fluidos.

Ellos proponen estos estudios. Para esto tienen que hacer dos proyectos de reproceso sísmico en el área, en toda el área contractual, con un buffer aquí estamos poniendo de más o menos 10 km de apertura. Esto quiere decir este buffer es el área adicional de su área contractual que necesitan para poder tener un cubrimiento sísmico completo en su área al 100%. Están proponiendo dos tipos de reprocesamiento: el primero es migración en profundidad pre-apilado TTI y usando RTM. Esto quiere decir TTI es una isotropía transversal inclinada más o menos por sus siglas en inglés. Y básicamente este reproceso tiene un objetivo de descifrar la complejidad estructural del área. No más para para decirles en forma muy genérica, la parte estructural del área está compleja porque tiene domos salinos, tiene arcillas inclusive, por debajo de la sal se tiene que ver los reflectores. Es uno de los principales problemas que tiene el área desde el punto de vista sísmico. Obviamente existen domos salinos, entonces para eso están proponiendo esta migración en profundidad pre-apilada usando RTM.

La otra es otro algoritmo, el Kirchhoff, y esto es básicamente enfocado a las partes primero someras. Mapear un poco mejor o iluminar perdón los elementos en la parte somera y preparar datos también para el análisis AVO que hablábamos en estos estudios. Y la migración iterativa de sísmica 3D WAZ que están proponiendo básicamente es para ir cambiando los modelos de velocidades, ir probando qué modelos de velocidades se ajustan más por la complejidad geológica que hay. Seguimos por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Estos son los estudios exploratorios ya más a detalle de lo que están proponiendo y el análisis de datos gravimétricos obviamente es para corroborar en forma regional de toda su área la geometría también de estos cuerpos y lutitas. Recuerden que todos estos estudios tienen que ser integrados para hacer la prospectividad. Los alcances son los modelos de sal que pueden consistir en transectos 2D, 3D que deben de hacer ahí en función de la incertidumbre de la interpretación. Los estudios geológicos regionales y el modelado de madurez térmica es construir el modelo de madurez de la roca generadora. Van a hacer secciones estructurales, las van a restaurar y van a hacer su modelo.

Los estudios geológicos de detalle, estratigrafía sísmica y modelos de facies sísmicas pues tienen que ver con la estratigrafía para determinar a qué profundidad realmente están los dos plays que se están proponiendo aquí como plays hipotéticos. ¿Ok? Entonces tenemos el Oligoceno y el Paleoceno inclusive, todo el Paleógeno y todo el Neógeno básicamente de prospectividad. Es decir, el Terciario Temprano.

Entonces en la interpretación sísmica es la evaluación de prospectos exploratorios. Una vez que tengan todos estos estudios, van a poder identificar los prospectos exploratorios y van a tener que evaluarlos, ¿no? Y por último el análisis AVO que ya les hablábamos que es una generación de volúmenes de atributos sísmicos para resaltar precisamente este atributo y ver sobre los prospectos, cuál es los posibles fluidos, hidrocarburos que pudieran existir. Seguimos por favor.

Este es el cronograma que se plantea. Son 4 años básicamente, no más quisimos poner el 2017 ahí porque ya están ellos interpretando la sísmica que tuvieron del cuarto de datos. 2018-2021, son cuatro años donde van a estar interpretando y reinterpretando de acuerdo a los resultados que obtengan de estos dos procesamientos que aproximadamente se llevan un año cada uno de estos reprocesamientos. Esta es la sísmica Centauro 3D WAZ que tiene en su caso, fue adquirido por Pemex. Y vemos el análisis de AVO a principios de 2020, análisis de datos gravimétricos 2018 van a ajustar con la parte sísmica y después tienen otro análisis de este mismo estudio. Las secciones estructurales y el modelo de madurez térmica para último semestre de 2019 y principios del 2020. Y la estratigrafía sísmica y modelado de física de rocas a principios de 2020. Como ven, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

interpretación sísmica abarca hasta 2021. Esto quiere decir que ahorita vamos a ver el programa a detalle, pero quiere decir que a 2021 ya tendrían una cartera de prospectos listos para perforar. La siguiente por favor.

Esto es el Programa Mínimo de Trabajo. Las unidades establecidas de trabajo comprometidas son 3,374. Con el programa que están proponiendo, como vemos aquí con estas actividades, se alcanzaría 5,483 unidades de trabajo. Eso quiere decir rebasarían el programa mínimo de trabajo. Entonces estos son básicamente un desglose de esto. Reprocesamiento de información sísmica, los dos tipos de reprocesamiento RTM y el Kirchhoff. La interpretación sísmica, la generación de atributos sísmicos AVO, los sismogramas sintéticos, el modelo de física de rocas, el de velocidades, los estudios geológicos regionales y la evaluación de los recursos prospectivos de cada uno de esos prospectos. Seguimos por favor.

Entonces tenemos ahorita en cuanto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional la respuesta de la Secretaría de Economía. Emitió una opinión favorable respecto a este Programa de Cumplimiento en Materia de Contenido Nacional de más del 3% para el Plan de Exploración presentado. En cuanto a transferencia de tecnología igual recibimos el oficio de la Secretaría de Economía donde emitió opinión favorable respecto al Programa de Transferencia Tecnológica. Y en cuando a Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (la ASEA), el sistema de administración, recibimos oficio también donde indicó que la empresa Chevron ingresó el 22 de febrero de este año la solicitud de registro de conformación de su sistema de administración y de la clave única de registro del regulado (CURR). Seguimos por favor.

Entonces como conclusiones esta área, que les decía que está en una etapa de evaluación del potencial, básicamente empezando la evaluación del potencial, las actividades se enfocan a hacer esta evaluación mediante el reproceso y la ejecución de los cinco estudios que ya hemos nombrado. En términos de la estrategia exploratoria planteada, obviamente estos estudios permitirán reducir la incertidumbre geológica, bajar la incertidumbre en cada uno de los prospectos, en el mapeo, en el tamaño de estos prospectos, precisar el riesgo exploratorio asociado. Los tiempos para su ejecución se consideran razonables. Es aguas profundas debemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de recordar, ¿verdad? Ya les expliqué de la complejidad que tienen desde el punto de vista geológico. Y dado que el operador no plantea la perforación de prospectos exploratorios en el primer periodo inicial de exploración – son puros estudios como ustedes vieron – no habrá incorporación de reservas en dicho periodo.

Sin embargo les comentaba una vez realizadas todas estas actividades programadas, la incertidumbre geológica podría reducirse y en su caso identificación y jerarquización de prospectos exploratorios visualizados. De hecho como comentario, ellos ya tienen dos áreas prospectivas que con una primera interpretación de la sísmica ya nos la están documentando. Sin embargo no tienen todavía las coordenadas. Todavía no está maduro esos dos prospectos que lo van a ver en el dictamen. Seguimos por favor. Creo que es...

Bueno, la propuesta de aprobación del Plan de Exploración presentado por el operador Chevron, el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable por la etapa en la cual está el área de estudio, toda vez que las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo, evaluar este potencial petrolero y maximizar el valor estratégico de esta área contractual, en términos de lo establecido en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, cláusulas 4.1, 4.2 y anexo 5 del contrato. Por lo anteriormente expuesto se propone pues a este Órgano de Gobierno de esta Comisión la aprobación del Plan de Exploración asociado al contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016 del operador Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Colegas Comisionados, está a su consideración. Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Es dudas acerca del estudio de gravimetría que va a permitir identificar la lutitas y la sal. De lo que se presentó, observo que es un análisis de la información que ya está, ¿no? De toda la sísmica. ¿Van a tomar datos para la parte de gravimetría o cuál es el proceso que van a seguir?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, la información gravimétrica ya la tienen. Fue un estudio que se hizo, junto con el WAZ de Centauro se hizo gravimetría. Está cubierta toda el área prácticamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, perfecto. Entonces hay información de tipo gravimétrica y también de la sísmica. ¿Y para la parte de la madurez térmica, el modelo de madurez térmica no requiere más información? ¿Con eso es suficiente con la sísmica y con la gravimetría?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No. Bueno, tienen muestras de fondo marino. También han adquirido, han comprado información de un estudio que se ha hecho a nivel de Golfo de México de muestras del fondo marino donde se ha hecho geoquímica de fluidos muestreados en el fondo marino, se tienen análisis genéricos del tipo de madurez que existe en esa área. O sea, sí van a utilizar la sísmica por supuesto, gravimetría y también esas muestras para el modelado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Además debemos recordar Pemex es parte del consorcio y tienen ellos mapas inclusive ya de madurez térmica.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces van a afinarlos vamos a decir.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí, por supuesto, con esta nueva información que se adquirió.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctor, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Comisionado. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizás, o sea, un poco para clarificar. Si recuerdan dentro de la información que se ha adquirido por los ARES hay un estudio muy importante que tiene que ver con el estudio,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la adquisición de muestras de fondo para hacer análisis geoquímicos. Lo que nosotros tenemos entendido es de que este consorcio lo que hizo fue adquirir esa información y van a hacer una reinterpretación y re-análisis de esta área para poder hacerlo. Pero al parecer por lo que no lo están... o sea, sí lo ponen dentro de su plan de trabajo, pero no lo ponen como unidades a acreditar. Parecería que eso lo adquirieron inclusive para entrar a la licitación. Entonces fue antes de la licitación. Lo mismo se tiene en los prospectos que ellos ya han analizado, o sea hay áreas de interés con algunos análisis ya avanzados en donde parecería que pues han hecho ya algunos análisis pero falta reproceso de toda la información ya adquirida para poder hacer su cartera de prospectos que es la primera fase del proceso exploratorio, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionada. ¿Algún otro comentario colegas Comisionados, Secretaria Ejecutiva? Bien, Secretaria Ejecutiva por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.12.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el Contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.

ACUERDO CNH.E.12.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el Contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.

II.2 Opinión sobre el modelo de contratación de licencia propuesto por la Secretaría de Energía para el procedimiento de migración de la Asignación AE-0388-M-Miquetla, a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Quisiéramos presentarles para su consideración este punto del Orden del Día con los siguientes antecedentes. El 12 de enero del 2018 la SENER solicitó a la Comisión la asistencia técnica respecto al procedimiento para la migración de la asignación AE-0388-M-Miquetla a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Posterior a esto, el 22 de febrero del 2018 mediante un oficio la Comisión emitió su asistencia técnica con respecto al procedimiento de migración de la asignación para el contrato, o sea, siendo positivo. El 26 de febrero del 2018 mediante otro oficio la Secretaría solicitó a la Comisión la opinión respecto a la propuesta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del modelo de contratación de licencia a considerar en caso de ser procedente la migración de la asignación de Miquetla asociada a un CIEP, a un Contrato de Exploración y Producción. En este día les traemos esta opinión. A mí me gustaría dejar la palabra al maestro Fausto Álvarez para que nos haga la presentación. Al final a mí me gustaría dar la opinión de la ponencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante maestro Fausto Álvarez.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionada, buenas tardes Comisionado. Como bien lo menciona la doctora Alma América, la presentación es sobre la opinión al modelo de contratación para la migración de la asignación AE-0388-M-Miquetla a un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Dicha opinión viene a solicitud de la SENER mediante los oficios 500.006/18 y 500.091/18 y es donde solicita la opinión sobre la propuesta del modelo de contratación para la migración de la asignación AE-0388-M-Miquetla a un Contrato de Licencia. Siguiendo.

Antes de entrar al detalle tanto de las justificaciones de la SENER para el modelo de licencia, así como la opinión técnica de esta Unidad, me gustaría darles una breve descripción de la asignación y del área. La ubicación de la asignación se encuentra principalmente entre los Estados de Veracruz y el norte del Estado de Puebla, al norte de la Ciudad de Poza Rica y tiene aproximadamente una extensión de 140 km². Básicamente esto está ubicado dentro de la Cuenca de Tampico Misantla, principalmente lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec. Otro aspecto importante a destacar es que dentro del área de asignación existe no solamente el desarrollo de Miquetla, sino también existen porciones de otros campos como lo son Palo Blanco, Agua Nacida, Coyol, entre otros. Adelante.

Aspectos generales de la asignación. El campo Miquetla fue descubierto en el año 1948 con la perforación del pozo Miquetla-1, donde básicamente tenía este el objetivo de probar dos formaciones: la formación de Tamabra y la formación obviamente de Chicontepec. El volumen original total de la designación es de 1,867 millones de barriles para el aceite y de 1,235 mil



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

millones de pies cúbicos de gas. Y esto conforme al reporte de reservas que tiene esta Comisión al primero de enero del 2017.

En el tema de la reserva para la remanente 2P en la asignación para el mismo reporte del primero de enero del 2017 para el yacimiento Chicontepec se tienen 116 millones de barriles de aceite y 353 mil millones de pies cúbicos de gas. El hidrocarburo del cual hablamos para esta asignación es básicamente hidrocarburo de mediano a ligero y el último reporte oficial de producción que tenemos para la asignación en el mes de enero del 2018 produjo 1,292 barriles diarios de aceite y 3.42 millones de pies cúbicos de gas.

Dentro de la solicitud de opinión que nos hace la SENER, (la SENER) agrupamos las características que nos provee en tres aspectos principales. La primera de ellas están los técnico/operativos. El comentario de la SENER a favor del contrato del modelo de licencia es que bajo este tipo de contrato los riesgos geológicos y los técnico/operativos básicamente están completamente del lado del contratista, son asumidos directamente con este, ya que al final del día el Estado simplemente recibe el valor contractual de los hidrocarburos. En términos de las justificaciones administrativas que nos provee la SENER, establece que el modelo de contratación de licencia mitiga precisamente los costos administrativos asociados a los contratos y permite al mismo tiempo la flexibilidad operativa al contratista en el momento de tomar decisiones. Y aspectos generales que menciona dentro de la información que nos provee la SENER para sustentar el por qué ellos proponen el modelo de licencia es que la solicitud de migración, adicionalmente a lo que ya se tiene, cuenta con un plan exploratorio donde dentro de este plan exploratorio lo que pretenden es no solamente explorar en mayor amplitud las dos formaciones de las cuales ya produce la asignación, sino que también pretenden explorar área de no convencionales, es específico la formación Pimienta.

Y finalmente el otro aspecto que menciona la SENER es que actualmente en el área de asignación se cuenta ya con infraestructura suficiente tanto de transporte como de manejo de producción, lo que permitiría abatir los costos de inversión para el manejo de la producción de la asignación y en este caso del área contractual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En lo que respecta a las consideraciones técnicas ya de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, como ya es costumbre lo dividimos en cuatro componentes principales. El primero de ellos es el componente técnico. Dentro del componente técnico nos referimos principalmente a seis elementos. El primero de ellos es que derivado de nuestro análisis detectamos riesgos altos sobre todo por la complejidad geológica y técnica que presenta el área de Chicontepec. Esto en algún momento fue mencionado en una opinión que dio la CNH si mal no recuerdo en el año del 2010 donde mencionaba los retos que presenta el área de desarrollo de Chicontepec principalmente por ser yacimientos de baja permeabilidad y ser yacimientos compartamentalizados. El otro aspecto importante que se menciona es que dentro de esta área los pozos son normalmente pozos de baja productividad.

En cuanto al segundo de los elementos, era algo que menciona también la SENER: el potencial importante que se tiene en plays no convencionales, en específico de la formación Pimienta. Dentro del material que se nos presenta para la opinión al modelo de contrato y la procedencia de la migración, aparece un Plan de Exploración para la formación Pimienta que tiene un elevado potencial sobre todo en el aceite no convencional. Como ya lo mencioné también dentro de las características generales del área contractual, estamos hablando de crudos medianos a ligeros, de los 25 a los 30 y tantos grados API. Y en caso de que se proceda a la migración de la asignación a un modelo de contrato dentro de la información que se nos presenta se hace un compromiso adicional de pozos a ser perforados dentro del área contractual.

Otro de los aspectos importantes a señalar técnicamente es el hecho de que esta área es normalmente conocida por requerir de métodos secundarios de producción, en específico métodos de bombeo neumático, métodos de bombeo mecánico, lo que incrementa obviamente los costos no solo de inversión, sino también los costos operativos para el manejo del área contractual o de la asignación. Y finalmente, así como en la procedencia de la migración se presentó la posibilidad de explorar esta formación de Pimienta, también se presenta un plan para extender la exploración de las formaciones que ya al día de hoy son productoras dentro de la asignación. Eso es básicamente para los aspectos técnicos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto a los aspectos económicos derivado de la información que se nos presenta, tenemos que se nos presentan gastos operativos por alrededor de 1,000 millones de dólares para todo el proyecto y con una inversión estimada también de 1,600 millones de dólares respectivamente para el escenario este de la migración. Otro de los aspectos importantes a ser tomados en cuenta en la parte económica es el cálculo de la contraprestación. Por ser un Contrato de Licencia el cálculo de la contraprestación se hace contra la base bruta, que es el ingreso, y derivado de eso se saca el valor de los hidrocarburos y se le da la propagación correspondiente al Estado.

Otro aspecto importante a destacar es que el Contrato de Licencia no contempla obviamente la recuperación de costos y los programas de trabajo y los presupuestos presentados simplemente son del tipo indicativo, no hay que hacer ninguna aprobación. Pero así como lo hemos hecho en otras ocasiones cuando hemos subido a presentar la opinión a modelos de contratos, esto no implica que no se lleve la misma rigidez en términos de supervisión y verificación que se tiene que hacer a la administración de los contratos.

En cuanto a la flexibilidad operativa – es algo que también menciona la SENER – le permitirá al contratista tomar decisiones más ágiles. Esto derivado de que el presupuesto no viene a aprobación, lo que le da cierta libertad en elegir dónde poner ese presupuesto derivado de cómo vaya siendo la operación y la evolución del propio contrato. Y algo que también hemos mencionado en ocasiones anteriores es que disminuye los costos asociados a la administración tanto para la parte del contratista como para la parte del Estado en términos del seguimiento del contrato.

Finalmente, el último de los componentes es el componente de comercialización. Aquí como lo mencioné anteriormente, la contraprestación al Estado es en efectivo y no en especie y obviamente al no haber comercialización y ser la contraprestación contra la base bruta el Contrato de Licencia, no existen riesgos ni costos asociados al proceso de comercialización del hidrocarburo. Adelante. Eso es en cuanto a los términos técnicos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto a las consideraciones jurídicas principalmente está el transitorio cuarto del Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía donde establece las cuatro modalidades principales de contrato. El contrato de modelo de licencia se encuentra dentro de esas modalidades contempladas. Y en términos de la normatividad aplicable pues tenemos el artículo 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos, donde establece que corresponde a la SENER establecer el modelo de contratación bajo las opiniones de la Secretaría de Hacienda para modelo fiscal y la opinión técnica de la CNH.

El artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos donde básicamente señala la determinación del modelo de contratación y en la sección primera del capítulo primero del título segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos donde se establecen todas las disposiciones relativas a las contraprestaciones que deberá de seguir un Contrato de tipo Licencia. Siguiendo.

Es por eso que, como conclusión de la parte de la opinión legal, el modelo de contratación de licencia propuesto por la SENER y por el área técnica de la Comisión se encuentra previsto dentro del Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, en la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resulta jurídicamente procedente. Y en términos de la opinión técnica, de igual manera consideramos procedente el modelo de licencia propuesto por la SENER al considerar lo más adecuado con base a las cuatro consideraciones que ya se les ha explicado en las láminas anteriores. Eso sería todo por parte de la ponencia técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Aquí me gustaría hacer dos observaciones adicionales que como parte del proceso de migración la Comisión, la SENER y Pemex se encuentran analizando los pozos y la infraestructura que se encuentra dentro de la asignación para realizar un inventario detallado de los mismos para que esto guarde consistencia con el contrato en un dado caso de que este siga adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Igualmente, en la asignación se encuentran campos – como lo comentó el maestro – que de acuerdo a la información presentada por Pemex se extienden más allá del polígono de asignación. En ese sentido, el futuro contratista deberá evaluar la extensión de los yacimientos y en su caso iniciar los procedimientos pertinentes de unificación de acuerdo a la normatividad aplicable y al contrato que proceda. Con esto, y atendiendo a las consideraciones anteriormente planteadas, la ponencia pues emite una opinión favorable respecto a la propuesta de la Secretaría respecto al modelo de contratación de licencia para el procedimiento de migración de la asignación a un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Me gustaría solamente destacar tres puntos por lo cual nosotros estamos optando por esta opinión favorable y queremos proponérselas al Órgano de Gobierno. El operador podrá adaptarse oportunamente a las condiciones dinámicas de la industria, lo cual facilita el desarrollo de los proyectos de exploración y extracción en yacimientos, sobre todo en este tipo de yacimientos que son no convencionales y con características complejas como lo que presenta el área de asignación presentada. La flexibilidad operativa que brinda un Contrato de Licencia no le resta al Estado el control sobre la aprobación de los planes tanto de exploración como de desarrollo para la extracción. Asimismo, el Estado mantiene sus atribuciones de supervisión, verificación e inspección respecto a las actividades realizadas por el contratista. Y el modelo de licencia para la migración de la asignación Miquetla en este caso es congruente con los que se han utilizado en las Rondas de licitación tanto en la parte terrestre como en lo que ayer se comentó de los yacimientos no convencionales. Entonces esa es la propuesta que tendríamos como ponencia de este punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctora Comisionada Alma América Porres. Colegas Comisionados, está a su consideración. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más tengo una pregunta. ¿Cuánto es el factor de recuperación de Miquetla? Tengo aquí un dato que se comentó en la presentación que tenía un volumen original de 1,867 millones de barriles. Me parece que debe ser muy bajo el factor de recuperación todavía, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Dentro de la información que tenemos, salvo que lo corroboremos, es menor a los 15%.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo hacía un cálculo que fuera menor del 20%, lo cual quiere decir que todavía hay más de 1,000 millones de barriles en el subsuelo para Miquetla. El gasto actual del campo Miquetla son 1,292 barriles.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.-Es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero todavía hay muchísimo aceite. Observo que está impecable la forma de la presentación, pero cuando se habla de que el Contrato de Licencia es muy adecuado porque entonces el privado – que en este caso es una empresa productiva del Estado, que es el Estado – pues no importa quién invierta, ¿no? Si invierte la EP o invierte... Perdón, a ver, déjeme parafrasear. Se fuera un privado, creo que está muy claro que un Contrato de Licencia le permite al Estado no arriesgarse a invertir. Pero en el caso de la empresa productiva del Estado pues el riesgo es el mismo que lo haga, pues es el Estado, ¿no? Al final de cuentas.

Entonces el planteamiento que yo traigo, y que es otra pregunta antes de mi planteamiento, es: ¿Pemex ha planteado alguna posibilidad de asociación de esta área? Porque si fuera así, entonces todos los argumentos son válidos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver, vale la pena, esto es un CIEP.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces ya viene con una asociación, con el socio. ¿Sí?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, Ok. ¿Ya viene con el socio?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Quién es la empresa de servicios que ahorita está en el CIEP?

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si mal no tengo entendido, y no recuerdo mal, es Diavaz quien es el principal operador dentro del área contractual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sería migración, ¿no? En caso de que esto se apruebe por la SENER, sería la migración Pemex-Diavaz como socios en un Contrato Licencia.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es correcto Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y obviamente irían 50%-51%. Una cosa así, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues habrá que esperar a que se defina según las inversiones ya realizadas por Pemex.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero bueno, siendo congruente con mis posturas de las últimas opiniones técnicas, me parece que tenemos que ser homogéneos para todos y mi propuesta es de que – al igual que lo hice con los anteriores – que tuviera recuperación de costos. Que fuera licencia, pero con recuperación de costos, como una sugerencia a la SENER. Pero estaría de acuerdo en que fuera licencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, bien, esa es la recomendación del doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Digo, y basado en toda esta cantidad de hidrocarburos que hay en el subsuelo. Es muchísimo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, como dice aquí nuestro compañero Comisionado Martínez, siendo congruente con mis posturas respecto del modelo de contrato. Obviamente estoy de acuerdo con los planteamientos expresados por parte de la ponencia para efecto de recomendar a la SENER que este sea un contrato cuyo modelo sea el de licencia. Completamente de acuerdo en cuanto toca a este contrato.

Sin embargo, quisiera referirme a algunas cuestiones que tienen que ver con el proceso de recomendación que hacemos nosotros a la SENER y luego cómo termina plasmándose en el contrato definitivo. Ayer en la sesión donde se presentaron las bases y se aprobó la convocatoria para los no convencionales yo decía que pues me congratulaba que la SENER haya decidido establecer como modelo de contrato también licencia. Sin embargo, con un análisis más detallado pues nos centramos que es un Contrato de Licencia con recuperación de costos. Lo que hace al final es que, aún y cuando el proceso legal que establece la Ley de Hidrocarburos indica que es la SENER la que decide el modelo de contrato con opinión de la Secretaría de Hacienda y la CNH, en la práctica realmente quien decide finalmente el tipo de contrato pues es la Secretaría de Hacienda. Porque si bien es cierto el modelo de contrato en el caso de áreas no convencionales es un modelo de Contrato de Licencia, al hacerlo con recuperación de costos pues prácticamente se está convirtiendo en un Contrato de Utilidad Compartida. Prácticamente, porque no hay entrega de hidrocarburo, pero las contraprestaciones se reparten en razón de la utilidad.

Y entonces los argumentos que nos envía la SENER, que aquí hemos escuchado en cuanto a que los riesgos son corridos exclusivamente por el operador, pues dejan de ser del todo sustentables en esos términos. No digo que la SENER esté fallando en este argumento, sino que el argumento se cae cuando se determinan las condiciones económicas-fiscales del contrato en razón de que si se está repartiendo exclusivamente la utilidad y se están reconociendo costos, pues realmente el Estado sí está participando en los riesgos del contrato. Entonces el argumento que nos dicen que bajo el modelo de contrato y leo lo que nos acaban de presentar. Ahí donde estaba Gustavo, gracias. "Bajo el modelo de contratación los riesgos geológicos y técnico-operativos son asumidos directamente por el contratista y no por el Estado". Entonces este argumento realmente a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hora que se determina el régimen fiscal pues ya no es del todo consistente en razón de que el Estado sí participa en los riesgos en caso obviamente de haber producción.

Por otra parte, tiene un problema la recuperación de costos en los Contratos de Licencia en virtud de que en los Contratos de Producción Compartida por lo menos la CNH aprueba los presupuestos. En el caso de un Contrato de Licencia pues no hay aprobación de presupuestos y el reconocimiento de costos queda a cargo por un lado el ejercicio del operador y el reconocimiento a cargo de la Secretaría de Hacienda, sin que exista un parámetro autorizado previamente para efecto de las inversiones por parte de la CNH como sí lo hacemos en los Contratos de Producción Compartida.

Entonces, bueno, separo un poco mi opinión. Estoy de acuerdo en la ponencia, pero me parece que a la hora de determinar el régimen fiscal creo que se desvirtúa pues estas opiniones y la decisión final de la SENER porque la Secretaría de Hacienda puede hacer una combinación de contratos – y reconozco que lo permite la ley – pero que al finalmente desvirtúan los argumentos con los que aprobamos el modelo de contrato.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y quisiera agregar que – como comentó el Comisionado Acosta – para los no convencionales va a haber recuperación de costos y aquí tenemos no convencionales también. Se está planteando la columna completa y la posibilidad de también poder extraer este tipo de hidrocarburos, lo cual pues tiene un costo mucho mayor en general que los yacimientos convencionales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y si entiendo su argumento doctor, de ahí su recomendación de que sí exista la deducción de costos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La deducción de costos para ser homogéneos, ¿no? De todo lo que se ha planteado en otras ocasiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muy bien. Doctora, ¿usted quiere comentar algo? Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, en realidad, a ver. En este momento nos están solicitando la opinión respecto al modelo de contrato. El modelo de contrato, de acuerdo a lo que nos solicitaron cuando menos como ponente, nosotros estamos de acuerdo a lo que nos está pidiendo de opinión y la solicitud es si es un modelo de contrato tipo licencia. Nosotros, con base inclusive a la solicitud que nos hace SENER, estamos de acuerdo tanto desde el punto de vista de la Unidad Técnica de Administración y Contratos y como la ponencia de que debe ser un modelo de contrato tipo licencia. La parte de recuperación de costos, desde el punto de vista de la ponencia, yo sí creo que me iría simplemente por el modelo de licencia pura. Desde mi punto de vista, ¿no?

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado Acosta.

COMISIONADO HECTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, efectivamente doctora. Por eso yo quise separar mis opiniones, ¿no? En relación con lo que es la ponencia coincido que en mi postura es la licencia pura. Quizás voy a acotar un poco más mi opinión porque he venido mencionando que me parece que el Contrato de Producción Compartida no es del todo eficiente a la hora de la administración, pero ya más bien reduciría más bien mi opinión. Más bien lo que no es eficiente en lo particular creo es la recuperación de costos, el reconocimiento, la administración de estas inversiones, tanto la aprobación de las inversiones como su seguimiento y su recuperación. Es una opinión completamente personal.

Y en razón de que se están haciendo estas combinaciones por parte de la Secretaría de Hacienda, yo acotaría pues que si bien reconozco las virtudes que tiene la recuperación de costos, creo que su administración es complicada, abre espacios a discrecionalidad y la industria nos ha dicho en diferentes foros y en diferentes consultas que ellos prefieren la licencia pura. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado Acosta. Doctor Comisionado Néstor Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con respecto al planteamiento de licencia, el señalamiento es que algunas de las premisas que se están planteando no son totalmente ciertas, como en el caso de que se dice que el Estado ya no tiene ningún riesgo porque todo lo hace el particular. Pues sí está el Estado ahí, está la empresa productiva del Estado.

Por otro lado, quiero traer nuevamente el tema de los no convencionales y de que esto es un yacimiento muy viejo. Esto tiene más de 70 años de explotación, tiene más de 1,000 millones de barriles todavía abajo y va a requerir procesos de recuperación secundaria y mejorada como nos lo dijo el maestro Fausto Álvarez, lo cual requiere de tener algún soporte financiero que lo haga rentable. Ese es el planteamiento por lo cual creo que la licencia con una recuperación de costo podría hacer viable técnicamente – y bueno, no solamente técnicamente, sino financieramente – toda esta área. Creo que si no tiene recuperación de costos vamos a seguir viendo en el futuro este campo Miquetla con la explotación de producción primaria. Esa es mi preocupación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. ¿Algún otro comentario? A ver, una pregunta. Entonces aquí la SENER nos pide opinión sobre el tipo de contrato, la SENER tiene como propuesta licencia. ¿No entra al detalle si hay deducción de costos o no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No entra, así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No entra a ese detalle, pero bueno, nuestra opinión puede entrar al detalle, ¿no? Puede entrar al detalle. De hecho lo hemos hecho en otros casos, ¿no? A ver, entonces si estoy entendiendo la ponencia doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La ponencia sería licencia pura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Licencia sin deducción de costos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin deducción de costos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, digamos, la licencia en su sentido clásico, puro, que entiendo es la misma posición del Comisionado abogado Acosta. El Comisionado doctor Néstor Martínez dice, "me parece muy bien licencia, pero que exista deducción de costos por la complejidad que implican los costos sobre todo de recursos no convencionales que también están comprendidos en este proyecto".

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- De hecho como bien lo apuntó el doctor Martínez, la asignación incluye columna completa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así es, porque está toda la columna geológica. Muy bien. Bueno, entonces mi opinión yo veo los pros y los contras de ambos y yo también me inclino por la licencia en su sentido puro sin deducción de costos. Entiendo las ventajas del otro modelo, pero creo que sí, las ventajas administrativas son importantes tanto para las empresas como para las autoridades y la simplicidad. Y también yo me inclino por la licencia en sentido simple. Entonces pongo a consideración la propuesta de acuerdo en el sentido como lo trae la ponencia y seguido de eso llamaré a la votación. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos; así como 13, fracción segunda, inciso e, del Reglamento Interno de la CNH; y en atención a la solicitud de opinión de la SENER, el Órgano de Gobierno opina a favor del modelo de Contrato de Licencia para la migración de la asignación AE-0388-M-Miquetla a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces hechas las precisiones colegas yo pregunto, y yo creo que a lo mejor vale la pena hacer la precisión aquí en el acuerdo, que nos pronunciemos levantando la mano quienes estemos a favor de la ponencia en el sentido de que es un Contrato de Licencia sin deducción de costos. Entonces entiendo que sería la doctora, el Comisionado Acosta, su servidor. Entonces sería tres votos Secretaria Ejecutiva. Y que quede



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asentado el voto y la opinión del Comisionado el doctor Néstor Martínez en favor de licencia pero con deducción de costos por las razones que él expresó aquí. ¿Le parece bien Comisionado?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿SÍ?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo. Eso quedará registrado en el acta y por lo tanto la opinión de la licencia en su modalidad pura es aprobado por mayoría.

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

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, con el voto en contra del Comisionado Néstor Martínez Romero, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.12.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de opinión de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, opinó a favor del modelo de contrato Licencia en su modalidad pura, para la migración de la Asignación AE-0388-M-Miquetla a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:29 horas del día 2 de marzo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva