



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:21 horas del día 27 de septiembre del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva, Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Novena Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.2066/2016, de fecha 26 de septiembre 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Opinión al modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía, para la migración de las asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- II.2 Opinión al modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía, para la migración de la Asignación A-M-0244-Campo Ogarrio, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio marino Teekit-1001.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión al modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía, para la migración de las asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Secretaria, Presidente, colegas Comisionados, compañeros de la Comisión. El 20 de septiembre pasado la Secretaría de Energía, en el ejercicio de las atribuciones que le confiere la Ley de Hidrocarburos y el marco jurídico aplicable de la reforma energética, en efecto nos solicitó la opinión respecto de estas dos asignaciones que ya señalaba nuestra Secretaria Ejecutiva, la A-0063-M-Campo-Cárdenas y la A-0226-M-Campo-Mora.

Ambas son asignaciones costa adentro, en tierra, ambas se localizan en el Estado de Tabasco. La del campo Cárdenas tiene una extensión de 104 km cuadrados, la del campo Mora es más pequeña, son 64 km cuadrados.

Y si ustedes me lo permiten, yo expondría brevemente los antecedentes de esta solicitud para después, si no hubiera inconveniente, darle lectura a la parte sustantiva de la opinión que este suscrito está poniendo a su consideración.

Los antecedentes de esta opinión, hay que decir que ya habíamos opinado respecto a estas dos asignaciones, la opinión original, la solicitud de opinión original versaba sobre la modalidad de contratación de producción compartida, eso sucedió el 6 de octubre del 2015.

La Comisión recibió el oficio de la Secretaría de Energía en la que nos solicitaba nuestra opinión técnica respecto al modelo de contratación de producción compartida con recuperación de costos para la migración de las dos asignaciones a las que ya me referí.

En su momento esta Comisión respondió el 15 de octubre del año pasado sugiriendo evaluar la posibilidad – le sugerimos pues a SENER – de aplicar para estas dos asignaciones la modalidad de contrato de licencia. Si bien reconocimos algunas bondades digamos de la modalidad de producción compartida, desde el 15 de octubre del año pasado la Comisión Nacional de Hidrocarburos sugirió a la Secretaría de Energía en respuesta a esta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

petición, sugerimos insisto, evaluar la modalidad de licencia para estas dos asignaciones.

El 7 de septiembre pasado, ya como un antecedente mucho más reciente de esta solicitud, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público sugirió igualmente a la Secretaría de Energía llevar a cabo una reevaluación de la modalidad contractual “considerando – dijo la Secretaría de Hacienda y Crédito Público – que la licencia podría fomentar una mayor participación y competencia en las licitaciones al permitir que los interesados puedan utilizar parámetros similares y equitativos en la evaluación, análisis de áreas contractuales con características técnicas y económicas similares”.

Estoy leyendo textualmente. “Adicionalmente este cambio permitirá que las ofertas presentadas sean más homogéneas en beneficios del Estado y reducirá los costos esperados de la administración al requerir un mismo sistema para las áreas contractuales que se licitarán de forma paralela”.

En consecuencia lo que sucedió el 20 de septiembre pasado es que la Secretaría de Energía nos informó que después de evaluar la opinión de la CNH de octubre del año pasado del 2015 y las últimas consideraciones a las que acabo de darle lectura por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dijo la Secretaría de Energía: “Esta dependencia (es decir SENER) observa viable que el modelo contractual para la migración sea licencia”.

Desde luego estamos hablando de las dos asignaciones que ahora nos ocupa. Y en consecuencia SENER nos solicitó opinión respecto de la modalidad contractual de licencia en sustitución de la modalidad contractual de producción compartida con recuperación de costos, “toda vez que – dijo SENER – considera que esta modalidad contractual permitirá al Estado participar en el proyecto sin asumir altos riesgos financieros dadas las circunstancias particulares del mismo y sin afectar sus facultades como regulador y beneficiario de las contraprestaciones que serán pagadas por el contratista que sea seleccionado”.

Una vez que recibimos formalmente esta solicitud de opinión con el antecedente ya referido, nuestra Dirección General de Contratos al interior de la Comisión recabó las opiniones, además de la propia de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contratos, de dos unidades administrativas más, de la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Exploración de la Comisión y de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

Los argumentos de estas tres unidades administrativas constan en el documento que se les hizo llegar con antelación y desde luego son los consideró la ponencia. Si ustedes me permiten yo daría lectura muy rápidamente a las consideraciones justo de la ponencia que está a su consideración.

Dice: Esta ponencia estima indispensable que en el análisis de la modalidad de contratación a utilizar se tomen en cuenta diversos factores, tales como el escenario actual de precios de hidrocarburos, el menor flujo de efectivo con el que cuentan las empresas petroleras en la actualidad, la necesidad de buscar los incentivos adecuados para que las empresas operadoras busquen los mecanismos que les permitan hacer más eficientes los costos de producción, entre otros.

Con estos elementos presentes, en opinión del suscrito, la modalidad de contratación de licencia cuenta con aspectos que la hacen idónea para la migración de las asignaciones A-0063-M-Campo-Cárdenas y A-0226-M-Campo-Mora a un contrato para la exploración y extracción toda vez que: En términos del artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos y 6 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se garantiza tanto al Estado como a los contratistas menores costos de administración en virtud de que no implica el reconocimiento, la verificación y en su caso la sanción de los costos, gastos e inversiones a los que se refiere el artículo 16 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Es decir que el contrato de licencia supone una administración ágil y expedita.

En un contrato de licencia el costo implícito de los servicios de comercialización de los volúmenes de producción que se obtendrían como una contraprestación a favor del Estado no tiene lugar, pues la totalidad de la producción corresponde al contratista a cambio desde luego de la contraprestación en dinero que le correspondería al Estado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo anterior, tomando en consideración que los costos de inclusión de un agente externo de la cadena de valor (comercializador) al día de hoy son desconocidos.

Uno de los pilares fundamentales de la Reforma Energética es lo señalado en el propio texto constitucional, en el sentido de que los ingresos que se obtengan por las actividades de exploración del petróleo y demás hidrocarburos deberán contribuir al desarrollo de largo plazo de la nación. Por lo tanto, con la modalidad de licencia, el Estado puede obtener flujos de efectivo en el menor tiempo posible, específicamente con el bono a la firma, para que estos sean administrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo sin incurrir en costos administrativos asociados.

Finalmente, una de las motivaciones más profundas de la reforma constitucional en materia energética fue la necesidad del Estado de compartir con los particulares los costos y riesgos de las inversiones inherentes a las actividades de la industria de los hidrocarburos.

Por ello, si se considera de manera comparada la forma en que se comparte el riesgo entre el Estado y los contratistas bajo las modalidades contractuales de, por ejemplo, producción compartida y de licencia, se observa que los incentivos de los contratistas para lograr las mayores eficiencias en costos y gastos los prevé el contrato de licencia al depender única y exclusivamente del propio contratista la reducción de sus costos para obtener la mayor rentabilidad posible de su inversión a lo largo del proyecto.

Y la conclusión diría así: Por las consideraciones expuestas, el suscrito propone al Órgano de Gobierno de la Comisión que el modelo de contrato para la migración de las asignaciones A-0063-M-Campo-Cárdenas y A-0226-M-Campo-Mora a un contrato para la exploración y extracción sea el de licencia. Ciudad de México, 26 de Septiembre de 2016.

Evidentemente las consideraciones de esta ponencia retoman en buena medida las motivaciones, los argumentos, tanto de la Secretaría de Hacienda como de la propia Secretaría de Energía y desde luego a lo interior pues los criterios que fueron expuestos en los respectivos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dictámenes por la Dirección General de Contratos, la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Asignación y la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

Yo terminaría diciendo que me congratula el hecho de que tanto la Secretaría de Hacienda como la Secretaría de Energía digamos – lo dicen textualmente – hayan reevaluado esta posibilidad de considerar para estas dos migraciones la modalidad de licencia. Es todo presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA .- Muchas gracias Comisionado. Colegas, ¿algún comentario? Bien, bueno, nos es grato como señala el Comisionado Pimentel, que se haya escuchado la opinión de este Órgano de Gobierno y ahora la Secretaría de Energía presenta, nos pide la opinión, sobre ya el modelo de contrato licencia como se había recomendado por parte de este Órgano de Gobierno.

Nos sentimos muy atendidos por la Secretaría de Energía. Muy bien. Secretaria Ejecutiva, de lectura por favor a la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.49.001/16

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; Transitorio Séptimo, fracción II del Reglamento 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 la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión favorable sobre el Modelo de Contratación de Licencia para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

migración de las Asignaciones A-0063-M Campo Cárdenas y A-0226-M Campo Mora, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

II.2 Opinión al modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía, para la migración de la Asignación A-M-0244-Campo Ogarrio, 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 Secretaría Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Acosta Félix en su carácter de Comisionado Ponente.

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

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. El asunto que vamos a discutir en este momento es materialmente semejante al que acabamos de aprobar, lo único que cambia es el campo. Estamos hablando aquí de la asignación AM-0244-Campo-Ogarrio, en el cual la Secretaría de Energía nos está solicitando opinión para el modelo contractual de la migración correspondiente.

Quizás para poner en contexto, solamente quisiera mencionar que a raíz de la reforma energética las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México se realizan a través de dos modelos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Uno que es a través de actividades propias del Estado, por conducto de empresas productivas del Estado y en la que la figura legal que desarrolla los derechos y obligaciones respecto de las áreas que se están explotando o que se están explorando se denominan asignaciones.

Esto es, las empresas productivas se les asignan a través de espacios territoriales a través de una figura denominada asignaciones.

Y los particulares, con el proceso que hemos venido desarrollando de licitaciones, pueden hacerlo a través de contratos. Pero la Ley previó una forma en la que las asignaciones se pudieran transformar en contratos de exploración y extracción.

Es precisamente lo que estamos discutiendo tanto en el punto uno como en el punto dos del Orden del Día, una solicitud a través de la cual la única empresa productiva del Estado que tiene estas facultades actualmente de explorar y extraer hidrocarburos en México está solicitando pasar o transformar una asignación a un contrato.

Y los antecedentes en concreto del asunto que nos ocupa los menciono de la siguiente forma: El 8 de octubre de 2015 la Secretaría de Energía solicitó la opinión de esta Comisión del modelo de contratación de producción compartida con recuperación de costos para la migración de la asignación AM-0244-M-Campo-Ogarrio.

En atención a lo anterior, el 16 de octubre de 2015, la Comisión remitió a la Secretaría de Energía opinión respecto al modelo de contrato sometido a su consideración, la cual en base a las consideraciones jurídicas y técnicas emitidas mediante las opiniones de las unidades administrativas competentes se sugirió dentro de sus conclusiones evaluar la posibilidad de aplicar el modelo contractual de licencia.

Es decir, igual que el anterior caso nos propusieron producción compartida y nuestra opinión fue el modelo de contrato de licencia.

Sin embargo, el 20 de septiembre de 2016, se recibió en esta Comisión oficio firmado por el Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía en el cual solicitó nuevamente la opinión de este Órgano



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Regulador Coordinado en Materia Energética, considerando que el 9 de septiembre de 2016 la Secretaría de Hacienda y Crédito Público sugirió a esa Secretaría llevar a cabo una reevaluación de la modalidad contractual, considerando que la licencia podría fomentar una mayor participación y competencia en las licitaciones al permitir que los interesados puedan utilizar parámetros similares y equitativos en la evaluación y análisis de áreas contractuales con característica técnicas y económicas similares.

Adicionalmente, este cambio permitiría que las ofertas presentadas sean más homogéneas en beneficios del Estado y reduciría los costos esperados de la administración en requerir un mismo sistema para las áreas contractuales que se licitan de forma paralela. Hasta ahí la opinión que le expresó la Secretaría de Hacienda a la Secretaría de Energía.

En ese orden de ideas, el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía es el contrato de licencia en esta ocasión previsto en el transitorio cuarto del Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, así como en el 18 de la Ley de Hidrocarburos y en la sección segunda del título segundo, capítulo primero, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. La justificación de dicha propuesta por parte de la Secretaría de Energía fue adjuntada al oficio de referencia.

En relación con todo lo expuesto anteriormente, la Dirección General de Contratos de esta Comisión emitió oficio de fecha 23 de septiembre del presente año mediante el cual proveyó la opinión legal de dicha unidad administrativa y las opiniones técnicas de las unidades administrativas competentes de esta Comisión que fueron integradas en el mismo oficio.

Estas consideraciones técnicas incluyen lo siguiente, en primer lugar en cuanto a las legales se dice:

El transitorio cuarto del decreto de reforma constitucional en materia de energía establece que las modalidades de contratación para llevar a cabo por cuenta de la Nación las actividades de exploración y extracción del petróleo deberán ser entre otras de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia. Y que en cada caso el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este sentido, el artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos, establece que en la determinación del modelo de contratación correspondiente para cada área contractual se podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia. Asimismo se establece que las contraprestaciones que se establezcan en contratos para exploración y extracción se sujetaran a lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Derivado de lo anterior, la Dirección General de Contratos consideró que el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía se encuentra dentro de los esquemas previstos por el decreto de reforma constitucional, Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Por lo que toca a las consideraciones técnicas, el 22 de septiembre de 2016 ante esta ponencia, la Dirección General de Dictámenes de Extracción emitió su opinión relativa a la modalidad contractual de licencia en sustitución de la modalidad contractual de producción compartida con recuperación de costos para la migración de la asignación en la cual manifestó lo siguiente:

De manera consecuente con lo opinado, esta Dirección considera conveniente que el modelo contractual de licencia sea empleado para la migración de la asignación, debido a que las condiciones regulatorias, contractuales y operativas actuales ofrecen mayores beneficios para el Estado bajo este modelo.

Aunado a lo anterior, el modelo contractual de licencia cuenta con las siguientes características:

El contrato de licencia permite que los contratistas tomen decisiones oportunas de acuerdo con las condiciones que se presenten durante la ejecución del proyecto. El riesgo de la ejecución de dichas inversiones recae sobre el contratista, otorgándole mayor flexibilidad para incorporar en el corto y mediano plazo procesos y tecnologías vanguardistas para el desarrollo óptimo de los proyectos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La responsabilidad de comercialización sería del contratista, lo cual resultaría de utilidad para el manejo, medición, acondicionamiento, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, además de que el costo de la administración del proyecto es menor para el Estado debido a que se aprueban programas de trabajo y se corroboran mínimos de inversión, mientras la operación y riesgo es responsabilidad del contratista.

Con los elementos anteriores, el modelo de licencia podría ser adecuado a la migración de las asignaciones mencionadas en este documento, realmente a la asignación.

A su vez, el 23 de septiembre de 2016 la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Extracción de la Comisión emitió su opinión técnica respecto a la modalidad contractual de licencia en sustitución de la modalidad contractual de producción compartida con recuperación de costos para la migración de la asignación, en la cual manifestó lo siguiente:

Sobre el particular esta Dirección General manifiesta que el modelo de contratación bajo el esquema de licencia descrito por la SENER resulta adecuado en virtud de los siguientes aspectos: 1- Flexibiliza diversos procedimientos operacionales por las partes, dado que no se requiere la autorización de presupuestos a los contratistas ni para modificar los mismos; 2- Minimiza costos administrativos del Estado en virtud de que no prevé la recuperación de costos en favor de los contratistas; 3- El contratista es el único responsable de cubrir los riesgos y costos necesarios para la realización de las actividades petroleras, por lo que el contratista tendrá que ser más eficiente en la administración de recursos; 4- Evita al Estado los costos administrativos correspondientes a la comercialización de los hidrocarburos, incluyendo costos relativos a la celebración de los contratos de comercialización, así como su administración; 5- La comisión no pierde el control sobre las operaciones puesto que seguiría otorgando las autorizaciones en materia de perforación de pozos, aprobaciones correspondientes a planes de evaluación, exploración y desarrollo y de igual manera seguirá ejerciendo sus facultades de administración y supervisión de los contratos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En general engloba los argumentos que hemos venido expresando en este Órgano de Gobierno para coincidir prácticamente en todos los contratos que hemos opinado, que la mejor forma y modelo de contratación para este tipo de áreas es el de licencia.

Por lo anterior, la conclusión de esta ponencia dice lo siguiente. De las consideraciones anteriores se manifiesta lo siguiente:

El modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía se encuentra previsto en el decreto a la reforma constitucional en materia energética, así como la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, por lo que resulta procedente en términos legales.

Considerando las características del campo, materia de la asignación AM-0244-Campo-Ogarrio, el contrato de licencia resulta adecuado para la migración de dicha asignación a un contrato de exploración y extracción debido a que las condiciones regulatorias contractuales y operativas actuales le son convenientes.

Esta es la conclusión que someto a consideración del Órgano de Gobierno Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Colegas, ¿algún comentario? Entiendo entonces que es un caso similar al que presentó el Comisionado Sergio Pimentel, en donde originalmente este Órgano de Gobierno había propuesto licencia.

A su vez, originalmente la Secretaría de Energía estaba considerando producción compartida y ahora se recibe bien el comentario de este Órgano de Gobierno y la Secretaría de Energía después del análisis que lleva a cabo concluye y propone, lo considera licencia ahora.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA. FÉLIX- Sí, Quizás valdría la pena solamente comentar que la Secretaría de Energía podía por si sola haber tomado la decisión de determinar el contrato licencia con la opinión que previamente le dimos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS MOLINA.- O de producción compartida.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA. FÉLIX- O de producción compartida, efectivamente. Pero bueno, yo creo que tuvo algunas consideraciones que consideró pertinente que nosotros confirmáramos nuestro criterio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Y de nuestra parte nos sentimos muy agradecidos y atendidos por la Secretaría de Energía y de Hacienda, que también analizaron nuevamente el modelo de contratación también escuchando la opinión de la Comisión.

Muchas gracias. Secretaria Ejecutiva, por favor damos lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.49.002/16

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; Transitorio Séptimo, fracción II del Reglamento 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 la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión favorable sobre el Modelo de Contratación de Licencia para la migración de la Asignación A-M-0244-Campo Ogarrio, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY



II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para la perforación del pozo exploratorio marino Teekit-1001.

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

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

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente, compañeros. Bueno, vamos a tratar de la solicitud de aprobación para perforar un pozo que se encuentra localizado en las costas del Estado de Tabasco a 23 km del Puerto de Dos Bocas en el noreste de dicha ubicación. Es un pozo localizado en aguas someras y tiene una particularidad en cuanto al proceso legal que ha venido derivando de la asignación que le corresponde a este pozo. Estamos hablando de la asignación AE-008-Amoca-Yaxche-06.

Como antecedente les podría decir que en Ronda Cero en 2014, se aprobó – o mejor dicho se recomendó a la Secretaría de Energía – otorgar una asignación, que terminó siendo esta asignación, respecto de esta área para efecto de exploración y extracción por parte de Petróleos Mexicanos. Y el 27 de agosto de 2014 la Secretaría de Energía aprueba la asignación y expide el título respectivo y se establece como plan de exploración, entre otras actividades la perforación de cinco pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Sin embargo, en 2015, Petróleos Mexicanos solicitó la reducción del área y derivado de la reducción de área que fue aprobada, opinada favorablemente por esta Comisión la Secretaría de Energía el 12 de agosto de 2015 hizo la reducción de área, quedando pendiente la adecuación del plan de exploración que establecía la perforación de cinco pozos.

Como era lógico, la propuesta de esta Comisión fue que si se hizo una reducción había que analizar si era necesario también adecuar el plan de exploración reduciendo las actividades. Y en su momento se opinó la reducción del plan mínimo de trabajo de cinco a cuatro pozos.

Sin embargo esta adecuación no se ha llevado a cabo por parte de la Secretaría de Energía. Y esto lo traigo como antecedentes en razón de que el pozo que estaríamos presentando el día de hoy es el quinto pozo de esta asignación, cuando el plan que nosotros estábamos recomendando es que fueran cuatro.

Sin embargo, haciendo un análisis jurídico en razón de la documentación que se encuentra en el expediente de la información del análisis jurídico del área correspondiente de la Unidad correspondiente, se concluye que el plan vigente es el que tenía en Ronda Cero, es decir, de cinco pozos.

Entonces, es la razón por la cual no vemos inconveniente en aprobar o solicitar la aprobación de este pozo a Petróleos Mexicanos con la anotación de que es importante de que la Secretaría de Energía y nosotros mismos estemos dando seguimiento para aquellas asignaciones que se les hace una reducción o ampliación de área, para que sea lo más pronto posible adecuado en el título de asignación sus modificaciones correspondientes en cuanto a las obligaciones de carácter de actividades petroleras. Es decir, el plan de exploración, el plan de desarrollo para extracción y el programa mínimo.

Bueno, dicho lo anterior y viendo que desde el punto de vista legal no hay inconveniente para proceder al análisis de la solicitud de aprobación, como comentaba se trata de un pozo en aguas someras en frente de las costas del estado de Tabasco. El nombre del pozo es Teekil-1001, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignación es la AE-008-Amoca-Yaxche-06. Es un proyecto de inversión Uchikil y el activo es exploración es aguas someras.

Quizá es de las últimas veces que estaremos haciendo mención al activo y al proyecto de inversión en razón de que con la modificación de lineamientos de pozos o la expedición estaremos más bien refiriéndonos nada más a la asignación o al contrato correspondiente.

Es un pozo, como lo verán, muy somero, de 31 metros. Los objetivos geológicos que se están planteando es llegar al Plioceno Inferior, en un rango de 3,391 metros a 3,641 metros verticales y se está proyectando obtener aceite ligero de este pozo en caso de ser exitoso. Está planteado que se inicie el 12 de octubre su perforación y la terminación sería el 3 de enero de 2017.

Las características del equipo de perforación se le notificarían a esta Comisión antes de llevar a cabo las actividades pero obviamente tendrán que ser lo suficientemente capaces para llegar a una profundidad que como vemos es mínima. Se está estableciendo como requisito que por lo menos tengan un tirante de agua de 112 metros, cuando el objetivo está a 12 metros.

En cuanto a la normativa aplicable en materia de seguridad industrial y protección ambiental está cubierto por una autorización global en materia de impacto y riesgo ambiental para el proyecto Kuchkabal.

Por último, en cuanto a los datos generales del proyecto, los costos de perforación y terminación: En cuanto a la perforación es de 453 millones de pesos, la terminación implicaría una inversión de 193 millones de pesos, para darnos un total de 646 millones de pesos del proyecto de pozo.

Y para conocer la información técnica concreta del proyecto, le pediría al ingeniero Antonio Alcántara si nos puede ayudar con la explicación.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN- INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Gracias Comisionado Presidente, con su permiso. Como mencionaba el Comisionado Ponente, el pozo Teekit se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México a 47 km al noroeste de frontera Tabasco y a 23 km al noroeste del Puerto de Dos Bocas, a un kilómetro al noreste del pozo Teekit-1 y a 8 km al suroeste del pozo Keluk-1.

El pozo Teekit-1 que nos ocupa es este que podemos ver en la figura, el Teekit-1001 perdón. Y el Teekit-1, que es un pozo de referencia, un pozo análogo, que está a un kilómetro, que fue productor de aceite y gas. Y el pozo Keluk, que está a 8 km, que fue un pozo improductivo invadido de agua salada.

Dentro de la estrategia y objetivo de este pozo es incorporar reservas de hidrocarburos en areniscas de ambiente de plataforma de edad Plioceno Inferior. Se estima una reserva a incorporar de 38 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con una probabilidad de éxito geológico de 39% y de éxito comercial de 37%. La clasificación del pozo está definido como en búsqueda de una nueva acumulación y dentro de las presiones esperadas a nivel de yacimiento se tiene 5,590 libras sobre pulgada cuadrada y en el cabezal 2,100 libras.

Esto significa que tiene capacidad suficiente el preventor que manifestaba el Comisionado Ponente en cuanto a que tiene una capacidad de 15,000 libras para poder operar este pozo.

La temperatura del objetivo geológico manifestado es de 101 grados centígrados. El tipo de pozo es un pozo vertical y va a llegar a una profundidad programada de 3,741 metros verticales bajo mesa rotaria.

En esta figura también podemos ver precisamente el pozo Teekit-1001, que es el que nos ocupa en este momento, y el pozo Keluk, que mencionaba que se encuentra a 8 km que es un pozo improductivo invadido de agua salada y el pozo Teekit-1, que es un pozo productor de aceite y gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY

Obviamente las temperaturas, las profundidades a las que se manejan estos pozos, Teekit-1 está a 2,833 metros, Teekit-1001 a 3,741 y el pozo Keluk a 6,700 metros. Sin embargo se encuentran dentro de una misma estructura, en donde se estima que este pozo podría resultar productor.

Dentro de la estructura geológica con orientación este-oeste, limitada al sur y oeste por fallas normales y sal, como podemos ver en esta figura. La trampa es de tipo combinada con producto del levantamiento de cuerpos salinos y la componente estratigráfica se visualiza hacia el norte, con cierre dado por cambio de facies.

Dentro de los elementos de evaluación – ya los mencionó el Comisionado ponente en cuanto a la asignación –, las características de este pozo en cuando a ser el número cinco de esta asignación que se manifestaba con las particularidades manifestadas y obviamente mencionó lo que se refiere a que cuenta con la aprobación en materia de impacto y riesgo ambiental.

Dentro de los elementos de evaluación que se consideraron para el análisis de este pozo es que se consultó información del pozo Teekit-1, probado con éxito en el Plioceno Medio y productor de aceite de 27 grados API. Dado que se trata del mismo objetivo geológico en términos de condiciones petrofísicas, se espera que se presenten condiciones similares durante la perforación del pozo Teekit-1001.

Se establecieron facies sísmicas y correlaciones estratigráficas con pozos cercanos que confirman la presencia de los elementos estratigráficos y estructurales claves, de manera que no representan riesgos potenciales a la perforación del pozo.

Se sustenta la ocurrencia de una probable acumulación de hidrocarburos a partir del análisis de los elementos que integran el sistema petrolero, dado que muestran una adecuada distribución de las facies arenosas del Plioceno Inferior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las rocas generadoras se encuentran presentes y activas dentro de la ventana del petrolero generando y expulsando cantidades importantes de hidrocarburos de acuerdo al análisis realizado.

A partir del análisis de los eventos de perforación de los pozos de correlación se calibró la ventana operativa, se identificaron las zonas de riesgo y se establecieron las medidas de mitigación correspondientes.

Se presentó en el diseño opciones de atención a contingencia a fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos de la perforación del pozo. Se consideraron criterios y factores de seguridad estándar para la perforación de pozos acorde con la normatividad interna. Se mostró la evidencia de haber evaluado el riesgo operativo, de haber presentado acciones preventivas y contingentes.

Para la ejecución del pozo Teekil-1001 se están considerando materiales y herramientas acorde con prácticas estándar en la industria. Los fluidos de perforación, barrenas y cementos son considerados adecuados para la perforación de este pozo.

En lo referente a la terminación, el lavado programado del pozo prevé la limpieza del mismo para prevenir el daño a la formación y evaluar el potencial productivo reduciendo la posibilidad de interferencia de elementos externos. Asimismo, la técnica de disparo proporcionará una penetración que sobrepasa el daño a la formación, lo cual contribuirá en alcanzar el objetivo arriba señalado.

El aparejo de producción presentado es adecuado en cuanto a la profundidad de colocación del empacador para aislar los intervalos a probar, así como lo que respecta a instrumentos de medición y dispositivos de muestreo, por lo que se considera que se obtendrán las variables necesarias para evaluar el potencial productivo de la formación.

El taponamiento, temporal o definitivo, considera obturar los intervalos probados y establecer longitudes de cada tapón con suficiente cobertura en cada TR del pozo en secciones críticas de la misma.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo tanto, una vez analizadas estas características de la información, estas características técnicas, y revisando el estado mecánico que aquí podríamos nosotros observar, es un pozo que no presenta mayores complicaciones para su perforación.

Por lo tanto, del análisis de la documentación técnica recibida y considerando los elementos de la evaluación mencionados, se determinó que no existían eventos geológicos, de integridad del pozo u operacionales, que impidan o limiten la perforación del pozo Teekit-1001. Es todo en cuanto a lo técnico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo solamente quisiera hacer una aclaración sobre todo por una de las consideraciones que se hicieron en los elementos de evaluación, que fue el primer punto. Si lo regresamos por favor.

Aquí dice: Se utilizó el pozo de Teekit-1 probando con éxito el play de Plioceno Medio y productor de aceite de 27 grados API, efectivamente. Y dice: Dado que se trata del mismo objetivo geológico en términos de las condiciones petrofísicas, se espera que se presenten condiciones similares durante la perforación del pozo Teekit-1001. Eso es incorrecto.

En realidad no es la misma formación, estamos hablando del Plioceno Inferior. Y si nos regresamos a la estructura geológica, aquí, o sea simplemente para verificar. O sea, esta es la formación productora que tenemos en Teekit-1, que es el Plioceno Medio. Aquí está la resistividad alta del aceite y el objetivo que queremos alcanzar o que quiere alcanzar PEMEX en Teekit-1001 es este. Estamos hablando de lo que es el Plioceno Inferior. El Plioceno Inferior aquí hay una falla que cae hasta por acá. Y finalmente es una formación geológica diferente, por lo tanto es posible que no encontremos las mismas características petrofísicas y geológicas del pozo Teekit-1 dado que aquí está la formación del Plioceno Medio y aquí vamos al Plioceno Inferior en este pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por eso es el nombre, que posiblemente ya con nuestra regulación que salga en los próximos días en el Diario Oficial tendría que ser llamado de otra manera. Pero aquí Teekit-1 es un yacimiento para el Plioceno Medio y Teekit-1001 va a objetivo Plioceno Inferior y sería otra estructura diferente al Teekit-1, por eso son los números diferentes.

Entonces, yo creo que si es importante decir que no van a ser exactamente las mismas condiciones petrofísicas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Bueno, respecto a la información finalmente fue considerada por Petróleos Mexicanos de esa manera y nosotros hacemos referencia a esa información. Y mencionaba también que sí efectivamente, incluso hay una diferencia en profundidad de 900 metros entre Teekit-1 y Teekit-1001.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctora. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Yo, en atención al comentario preliminar que hacia el Comisionado Ponente, el Comisionado Acosta en cuanto al compromiso mínimo de trabajo que, digamos en la asignación vigente es de cinco pozos, pero – si entendí bien Comisionado – ya opinamos favorablemente entiendo la reducción de esa asignación, no sé si valga la pena, lo pongo a consideración, prever en un resolutivo, informar de esta resolución a la SENER para que se analice en su caso, en su momento, esa eventual reducción del área, que yo creo que ya no tendría lugar. Es decir, si no se ha llevado a cabo la reducción y estamos, si hoy así lo decide este Órgano de Gobierno, aprobando este quinto pozo, ya no tendría sentido la reducción de área. No sé si valga la pena.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. La reducción de área ya se hizo, esa ya se ejecutó. Lo que estaba pendiente nada más era la modificación del anexo dos, que es el programa mínimo de trabajo, donde reducía de cinco a cuatro pozos. Entonces, más bien....

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, el quinto pozo cae dentro del área reducida. No hay problema.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exactamente. Eso no hay problema. Y retomo la propuesta del Comisionado Pimentel, solamente haciéndole una adición.

Yo creo que lo que tendríamos que informar a la Secretaría de Energía es que se está aprobando este quinto pozo, por lo que ya no resultaría procedente la modificación del programa mínimo de trabajo. Porque si no, entonces va a haber una inconsistencia, porque como lo decíamos en una reunión previa el programa mínimo que pareciera que su nombre dice que es lo mínimo que se va a hacer, realmente debe estar aprobado en el plan correspondiente y en el programa mínimo de trabajo pozo por pozo.

Entonces, si este pozo no estuviera aprobado no podríamos aprobar la solicitud. Pero lo podemos hacer porque sigue vigente el programa mínimo derivado de Ronda Cero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que trae cinco pozos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Que trae cinco pozos exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces se redujo el área. Cuando se reduce el área nosotros consideramos conveniente que el programa mínimo en lugar de cinco pozos fuera cuatro en atención a esa reducción de área.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No obstante, y que bueno, PEMEX aún dentro del área reducida decidió llevar a cabo un pozo adicional, lo que como apuntan ustedes abogados lo único que tenemos que hacer es actualizarle nuestra opinión a la Secretaría de Energía en el sentido de que ya no modifique el programa mínimo toda vez que el original ya se cumplió.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Es correcto.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Es correcto. De acuerdo.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.49.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción la perforación del pozo exploratorio marino Teekit-1001.

ACUERDO CNH.E.49.003/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción III, inciso b., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad y con las consideraciones vertidas durante la sesión, aprobó



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Resolución por la que se emite autorización, en los términos solicitados por Pemex Exploración y Producción, para llevar a cabo la perforación del pozo exploratorio marino Teekit-1001, ubicado en la Asignación AE-0008-M-Amoca-Yaxche-06, en términos de la Resolución CNH.08.006/14.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:11 horas del día 27 de septiembre de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Novena Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

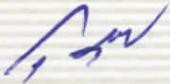
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



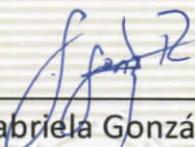
Alma América Porres Luna
Comisionada



Sergio Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva