



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:05 horas del día 3 de mayo 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, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Vigésima Séptima 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 220.0338/2018, de fecha 2 de mayo de 2018, 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 privada, con fundamento en el artículo 110, fracción VIII de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

Debido a que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A continuación, la Comisionada Porres 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, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Asistencia técnica a la Secretaría de Energía para la Selección de áreas contractuales en Aguas Profundas para la Cuarta Licitación de la Ronda 3.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye llevar a cabo una visita de verificación extraordinaria a Pemex Exploración y Producción en la Asignación A-0369 M-CAMPO XANAB.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Asistencia técnica a la Secretaría de Energía para la Selección de áreas contractuales en Aguas Profundas para la Cuarta Licitación de la Ronda 3.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Mucha gracias Secretaria. Bueno, quisiéramos presentar a los Comisionados la opinión que solicitó hace unos días la SENER con el objeto de proponer algunas áreas contractuales para aguas profundas para la cuarta licitación de la Ronda 3. Desde luego, como se explicará posteriormente, dio algunos criterios determinados en este oficio y pediría al maestro Christian Moya si nos puede presentar el punto y la opinión que tiene esta Comisión.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Gracias, buenos días Comisionados. Vamos a ver la solicitud de asistencia técnica que nos envía la SENER para la conformación de la Ronda 3.4 en aguas profundas. El objetivo de esta solicitud es que el Estado cuente con áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos que permitan incrementar la plataforma de producción de hidrocarburos en aguas profundas. Para eso la SENER dictó mediante su solicitud los elementos y criterios a considerar para el desarrollo o para prestarle la asistencia técnica solicitada.

El primer criterio que nos pide la SENER que consideremos es que tomemos en cuenta el Plan Quinquenal de Licitaciones, así como las áreas que fueron declaradas como desiertas derivada de las dos licitaciones anteriores que se han dado en aguas profundas. Nos da la factibilidad de unir bloques a partir del Plan Quinquenal; que la selección de áreas sea preferentemente en tirantes de agua menores a 3,500 metros y consideremos la conveniencia o las implicaciones de proponer áreas en el escarpe del talud continental; que prioricemos la selección de las áreas hacia las zonas circundantes a los contratos que ya fueron adjudicados en las dos licitaciones anteriores y que lo hagamos en función de las ofertas presentadas o bien las características técnicas de dichas áreas; que se privilegien las áreas con mayor y mejor disponibilidad de información exploratoria; que consideremos también el tipo de hidrocarburo esperado en esta asistencia técnica, teniendo en mente que estas áreas son exclusivamente para la exploración de hidrocarburos; y que evaluemos la unión de áreas en función de la información disponibles; y por supuesto otros que la Comisión considere procedentes para esta selección.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Atendiendo a este último punto, los criterios y elementos que consideró la Comisión para esta asistencia técnica, fue que ya existe un antecedente derivado de las dos licitaciones anteriores en términos del tamaño de bloque promedio que se ha tanto licitado como adjudicado en las Rondas 1.4 y 2.4 de aguas profundas. Estamos visualizando obviamente áreas con columna geológica completa y de acuerdo a la información disponible que se cubran las estructuras prospectivas identificadas. Que incorporem las áreas no adjudicadas en licitaciones anteriores, pero conservando la estrategia que hemos estado considerando con los avances de las licitaciones, que es incorporar las áreas no adjudicadas anteriormente reconfigurando la geometría de las áreas, incrementando tanto su cobertura superficial razonablemente como el potencial prospectivo de estas áreas en términos de los recursos y abarcando estructuras geológicas completas. Obviamente observamos las áreas naturales protegidas y las zonas de salvaguarda y esa rectificación para la incorporación de las áreas que no fueron adjudicadas anteriormente nos obliga a, de alguna manera, rectificar el Plan Quinquenal de Licitaciones para que conservemos o sean acordes las áreas a los bloques que se han adjudicado anteriormente.

Este es un esquema general de las áreas, de los resultados de las Rondas en licitaciones pasadas. Por ejemplo en la Ronda 1.4 se adjudicaron 8 bloques cuyo tamaño en promedio era, fue o es de 2,352 km², más del doble de lo que tenemos actualmente en las áreas del Plan Quinquenal. Las áreas adjudicadas en la Ronda 2.4 fueron 19 con un tamaño de bloque promedio de 2,209 km². Esto nos da un tamaño promedio de bloque para las licitaciones anteriores de 2.333 km². Esto es muy importante porque lo consideramos para la propuesta de selección de áreas a partir del Plan Quinquenal. De ahí las áreas disponibles que quedan para el Plan Quinquenal, incluyendo las que no resultan adjudicadas en licitaciones anteriores, da un total de 89 bloques con un tamaño promedio de 1,113 km². Entonces a partir de esta superficie nos dimos a la tarea de analizar toda la información disponible para atender los criterios y elementos que nos establece la SENER en términos del recurso prospectivo y tipo de hidrocarburo esperado, la disponibilidad de información exploratoria tanto en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos como la información nueva y la mejorada derivada de las autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Se priorizó la selección de áreas circundantes a los contratos adjudicados en función de las propuestas mediante la incorporación de un indicador y se incorporaron todas las áreas que no resultaron adjudicadas en licitaciones anteriores mediante la rectificación o reconfiguración de estas mismas áreas y obviamente considerando el tamaño de bloque promedio que ya se tiene de acuerdo con las licitaciones anteriores. Y finalmente, con base en la rectificación que se está proponiendo, pues también se tomó en cuenta el cubrimiento de las estructuras geológicas completas con base en la información que se tiene disponible en algunas zonas tomando en cuenta solamente la información sísmica 2D a partir de la nueva información que se tiene de los ARES.

Para la jerarquización primero de las áreas, para poder identificar cuáles serían las mejores áreas susceptibles para a partir de ahí proponer la selección, se diseñó un indicador que pondera el volumen de recurso prospectivo en función del tipo de hidrocarburo esperado con base en el valor del hidrocarburo según las fórmulas aplicables para la determinación del precio contractual del petróleo en México. Esta fórmula está establecida en los contratos y lo que determina es el valor en función de los grados API del hidrocarburo que se pueda llegar a descubrir. Con esto se ponderó cada uno del tipo de hidrocarburo separando por bloques de aceite y por bloques de gas, dado el precio más bajo del gas, con el objetivo de no subestimar las áreas que principalmente son prospectivas por gas. Esto se ponderó en un 60% en el indicador global. Se tomó en cuenta la cobertura de información sísmica y la existencia de pozos correlacionables a las áreas. En este indicador se ponderó en un 30%. Y finalmente se diseñó uno, un último indicador que pondera las áreas adjudicadas pero en función de las ofertas presentadas por cada uno de los bloques.

Dado que las áreas del Plan Quinquenal son contiguas a las áreas de aguas someras también, pues incluimos también las áreas en aguas someras y este indicador que se diseñó se ponderó en un 10% para tener un único indicador que ponderara tanto el recurso prospectivo en función del tipo de hidrocarburo, la disponibilidad de información exploratoria y – como nos marca la SENER en su solicitud – pues tomar en cuenta las áreas adjudicadas pero en función de las ofertas que fueron presentadas en cada bloque. En este mapa se observa cómo se desarrolló ese último indicador. Lo que se generó fue un mapa de calor. Adelante, adelante Comisionada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Adelante, adelante
Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me quedé con una duda
en la anterior. O sea, el ponderador de dólares por barril para los diferentes
tipos de aceite es 44, 46, 46 y 48. ¿Estos son valor comercial del barril? O
sea, ¿este número de dónde viene?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Este número viene en cada
área, en cada contrato, en cada licitación la SENER establece un valor que
se le va a dar a cada barril producido dentro de cada área contractual y ese
valor está en función de diferentes indicadores. Por ejemplo la fórmula que
establece la SENER voy a agarrar el ejemplo de hidrocarburos con grados
API menores o iguales a 21 grados. Establece una fórmula donde involucra
varios estimadores internacionales del mercado de hidrocarburos como el
Louisiana Suite, como el Brent y otros parámetros internacionales para
determinar el precio del hidrocarburo dentro de un área contractual que
eventualmente se produzca. Entonces eso da el precio que la Secretaría de
Hacienda establece para cada barril producido.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero otra vez. Los cuatro
primeros se me hacen enteramente lógicos, o sea, pero el gas seco 0.6 por
barril equivalente se me hace sumamente bajo. O sea, si el precio Henry
Hub que se menciona del lado derecho arriba es de 3 dólares por millón de
btu y haces la conversión a barriles de petróleo equivalentes a ese precio
te va a dar alrededor de 12-14 dólares, no 0.6 dólares. O sea, el número
está demasiado, demasiado bajo.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Esa salió así de bajo justo por
la transformación no en millones, en barriles de petróleo crudo
equivalente. Un barril de petróleo crudo equivalente transformado a miles
de pies cúbicos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, sí, sí, claro, claro, claro.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Según la cotización Henry Hub
por barril, esta es el precio que nos da.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, perdóname, pero
es alrededor entre 12 y 14 dólares. Por ejemplo, pon Henry Hub a 3 dólares,
3 dólares por millón de btu, haz la conversión de btu a pies y de pies a
barriles de petróleo equivalente a razón de 5,000 a 1 más o menos y te va
a dar alrededor de 12 a 14 dólares. Entonces para mí ese dato y el del gas
húmedo también está equivocado.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí, si quiere lo tenemos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Puede haber otras
razones para ponerlo, las desconozco, pero no es el precio comercial. No
es el valor del recurso que vas a sacar y vender.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Revisamos los números. Y
respecto al ejercicio que se hizo para la jerarquización de áreas, como
separamos las áreas de gas de las áreas de aceite y las áreas de gas se
ponderaron bajo el mismo indicador, tomando un precio mayor para gas
húmedo obviamente que para el gas seco, la proporción se mantiene.
Entonces para efectos de la jerarquización, a reserva de que revisemos
estos valores, nos va a permitir visualizar cuáles son las mejores áreas para
gas para armar la selección de áreas. Pero sí, revisamos los números para
el precio comercial.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que es mucho. En el
siguiente número si el gas seco está ahorita entre 12 y 14 dólares por barril
equivalente y el gas húmedo en promedio es, ¿qué te gusta, 20%, 30%? Vas
a tener la mayor parte 12, pero vas a tener los líquidos y los condensados
del gas los vas a tener a 40 y tantos dólares por barril. Entonces el promedio
de eso te va a dar alrededor de 20 dólares.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí. Para el caso del gas
húmedo consideramos, dado que estos son recursos prospectivos en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

realidad todavía no sabemos con certeza cuánto se va a producir de aceite, de líquidos, de gas, lo que hicimos fue tomar una consideración de que típicamente un gas húmedo tiene 84% de gas y 16% de condensado. Dándole este 16% del valor de condensado según el precio del aceite súper ligero. Y eso es lo que eleva el precio que consideramos para esta ponderación. O sea, también consideramos la fracción de líquidos en este digamos ejemplo o consideración ideal para esa parte. Vamos a ver más adelante cómo se clasifican las mejores zonas de gas, porque no nada más está en función del tipo, sino del recurso que también tienen, todo transformado en crudo equivalente.

Como les mencionaba, este es el mapa de calor que se generó a partir del número de ofertas presentadas por cada una de las áreas. Las zonas más rojas corresponden con las áreas que presentaron más ofertas y las áreas amarillas las que presentaron hasta una de las propuestas. Y utilizamos de referencia un buffer hasta de 25 km. Es decir, más allá de 25 km este indicador ya no funciona sobre la jerarquización de áreas. Asimismo, tomamos en cuenta toda la información que teníamos disponible en aguas profundas primero para visualizar los prospectos y a partir de la nueva información ARES se visualizó la dimensión de las estructuras potencialmente almacenadoras de hidrocarburos para proponer la rectificación tanto las que no fueron adjudicadas como las que ya estaban indicadas en el Plan Quinquenal.

Entonces, derivado del indicador global que se generó, fue posible identificar conjuntos de áreas o clústeres en donde la intención es abarcar las mejores áreas ranqueadas según este indicador, que se pueden observar en este mapa y que abarcamos con un envolvente de color amarillo. Aquí se puede ver cuáles son, con tonos más oscuros tanto de verde para aceite como de rojo para gas cuáles son las mejores áreas clasificadas dentro de este indicador. Y vemos como la propuesta de área global abarca tanto a las mejores áreas ranqueadas como algunas que se encuentran intermedias que, si bien no resultaron tan bien clasificadas, nos da una guía para de ahí reconfigurar todas las áreas tanto las que no fueron adjudicadas como las áreas del Plan Quinquenal. Estas gráficas muestran la distribución de la selección de áreas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De manera general no nos estamos enfocando hacia las mejores áreas según este indicador. Si lo hiciéramos quedarían áreas muy aisladas, separadas unas de otras. Estamos tomando un muestreo que abarca las mejores áreas clasificadas para de ahí empezar a proponer la reconfiguración de los bloques. En total, del Plan Quinquenal tal cual como está vigente, se seleccionaron 55 áreas. Las áreas seleccionadas tienen este promedio de tamaño de bloque de 1,201 km² y en total son 66,000, poquito más de 66,000 km². Esto es el 59% en términos de bloques del Plan Quinquenal, perdón, 66% del área total y 79% del recurso que se tiene identificado para el total del Plan Quinquenal.

Estas láminas muestran digamos de manera general el análisis que se realizó para la reconfiguración de las áreas. Tomamos todas las interpretaciones que se han realizado a partir de la información del Centro y de los ARES. En algunas zonas como esta parte de la porción norte de la Cuenca Salina realizamos las interpretaciones a raíz solamente de la información nueva 2D que se tiene disponible en el cuarto de datos. Este es un ejemplo de cómo se reconfiguraron las áreas que no fueron adjudicadas en las licitaciones anteriores. La estrategia que se ha estado siguiendo es incorporar esas áreas que no resultaron adjudicadas mediante el aumento razonable de su superficie, incrementando el recurso prospectivo de estas áreas con base en abarcar estructuras geológicas completas que se hayan visualizado y que se dan a partir del análisis de la información disponible. La propuesta es que tenemos 11 áreas que no fueron adjudicadas en las dos licitaciones anteriores. La propuesta es pasar de esas 11 a 10 áreas y en total se estaría incrementando la superficie del total de esas áreas en 14% y estamos incrementando el recurso prospectivo en un 11%. Esto con el objetivo de aumentar, por así llamarlo, la atractividad de estas áreas y aumentar la posibilidad de que resulten adjudicadas en la próxima Ronda de aguas profundas.

Eso fue para las áreas que no resultaron adjudicadas en licitaciones anteriores. Para las áreas que quedan del Plan Quinquenal, tomamos como referencia el tamaño de bloque promedio de licitaciones anteriores y este es el análisis que se hizo del abarcamiento de estructuras geológicas completas y de cómo se diseñó la nueva geometría de los bloques. En algunas zonas, como se muestra en este mapa, fue a partir de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información sísmica 2D que se ha generado a partir de las autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial.

Después de este análisis, nuestra propuesta es la selección de 30 áreas contractuales con un tamaño promedio de bloque de 2,244 km², ligeramente menor que el tamaño de bloque adjudicado en licitaciones, en las dos licitaciones de aguas profundas anteriores. Una superficie total de poco más de 67,000 km² y un recurso prospectivo total de 4,597 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para referencia, estas son las características de las Rondas anteriores de aguas profundas.

En la primera Ronda, se puso a licitación un total de 22,499 km². En la Ronda 2.4 se puso a consideración 64,011 km² con 29 áreas y un tamaño promedio de bloque de 2,207 km². En resumen, esta propuesta de áreas contractuales para la Ronda 3.4 es congruente en cierta manera con la Ronda 2.4 que se licitó hace poco en aguas profundas. Este es el resumen de la propuesta, en donde se puede ver el panorama general del avance de las Rondas de licitación y del estatus de las asignaciones de Pemex en aguas profundas, donde se incluyen la propuesta de las 30 áreas contractuales.

Como les mencioné anteriormente, la rectificación de las áreas seleccionadas nos obligó también a rectificar las áreas que quedan en el Plan Quinquenal, de manera que sean congruentes con las licitaciones que se han estado haciendo anteriormente. Entonces después de esta selección de áreas en el Plan Quinquenal quedarían un total de 22 bloques con un tamaño promedio de 1,657 km², una superficie total de 36,466 km² y un recurso prospectivo remanente para estas áreas del Plan Quinquenal de 1,036 millones de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón. Cuando te refieres a estos 22 bloques restantes, ¿te refieres a bloques ubicados en aguas profundas o en general a todo el Plan Quinquenal?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- En aguas profundas.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sólo en aguas profundas.
Ok, gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Y para finalizar, este es un mapa que muestra el inventario de información exploratoria disponible para la evaluación de la selección de estas 30 áreas contractuales, en donde se ponen ahí tanto la información disponible en el Centro como la información generada a través de los ARES para estas áreas contractuales. Esta es la propuesta que se pone a su consideración Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, esa es la opinión por parte del grupo técnico, la cual avalamos como ponencia y no sé si existe algún otro comentario. Por favor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la primera que pusieron ustedes dijeron que se habían adjudicado 8 áreas en la 1.4 y luego 19 áreas en la 2.4. ¿Y el total de áreas era 90, 91?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- De las que se llevan adjudicadas serían...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, no, no, del total del Plan Quinquenal. Áreas de aguas profundas del Plan Quinquenal. O sea, ahorita se han adjudicado 8 más 19, 27. Ok. Y en este plan es adjudicar 30 más.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, entonces serían 57. Si el total es 91, entonces nos quedarían todavía 34 áreas no 22.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, MAESTRO CHRISTIAN URIEL MOYA GARCÍA.- 34 áreas bajo el esquema actual del Plan Quinquenal con tamaño promedio de 1,000 km².

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, salen menos porque ya estuvimos juntando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, ok, gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? ¿No? Bueno, en caso de no haber comentarios pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.27.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 29, fracción I y 31, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos y, atendiendo a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Documento Técnico sobre la Asistencia Técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para la selección de Áreas Contractuales en aguas profundas para la Cuarta Licitación de la Ronda 3.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye llevar a cabo una visita de verificación extraordinaria a Pemex Exploración y Producción en la Asignación A-0369 M-CAMPO XANAB.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena, por favor.

Órgano de Gobierno

Vigésima Séptima Sesión Extraordinaria

3 de mayo de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionada, muy buenas tardes, días todavía. Me voy a permitir presentar la solicitud para hacer esta visita de supervisión a la asignación del campo Xanab. Adelante por favor.

Muy rápidamente los antecedentes son que el 16 de noviembre del año pasado se aprobó la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación del campo Xanab y se utilizó el mecanismo de dictamen preliminar en donde se hicieron algunas observaciones de esta Comisión que fueron atendidas mediante el oficio que está en pantalla por PEP de manera inmediata dado que ya había habido comunicación previa y se habían revisado algunos aspectos técnicos y ahorita menciono cuáles fueron algunos de ellos. Entonces desde el 16 de noviembre se ha dado seguimiento. Le das a la siguiente por favor Gustavo.

La asignación que se localiza en aguas territoriales del Golfo de México está frente a la Terminal Marítima de Dos Bocas a unos 24 km en costa afuera. Y la importancia de este campo, y que se le ha dado seguimiento por tal motivo, es que es actualmente el tercer productor de aceite. Si tomamos en cuenta la producción del primero de abril, este es el tercer lugar como productor de aceite y el noveno como productor de gas, solo por debajo de Maloob y de Zaap en el tema del aceite. Adelante por favor.

Entonces las observaciones que mencioné se realizaron en noviembre, se separaron en dos partes. La primera fue al yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano que se encuentra a unos 5,600 metros desarrollados de profundidad y el primero fue que la producción actual se encuentra por encima del gasto crítico. O sea, identificábamos recuerden en ese entonces algunos pozos. No se alcanza a ver muy bien, pero ahorita tengo una tabla donde está la totalidad, gracias. Donde veíamos algunos pozos que estaban produciendo por encima de su gasto crítico, principalmente el 32 y el 3 – le reduces – y entonces el compromiso de PEP fue estrangular estos pozos para producir con una tasa cercana al gasto crítico y evitar con ello que se viniera el agua, sobre todo porque veíamos algunos flancos que tenían ese riesgo. Y además utilizar un esquema de producción escalonado, de tal manera que casi de manera inmediata nos presentaron una propuesta de cómo iban a mover los estranguladores para precisamente los pozos acercarlos a su gasto crítico y esta fue la propuesta que en su momento se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentó. También se observó que no se contaba con un modelo dinámico actualizado del yacimiento y la propuesta de PEP fue actualizar este modelo.

Y en la parte del yacimiento Cretácico se determinó conveniente determinar la posición del contacto agua-aceite, por lo que el compromiso de PEP fue monitorear el contacto de Xanab Cretácico e instalar un sensor de fondo permanente en el pozo descubridor Xanab-1. ¿Sí? Y obviamente identificando el contacto de agua-aceite, el compromiso siguiente pues era ajustar el volumen original, así como las tasas de producción en función de lo que se determinara. El compromiso de PEP fue realizar el ajuste al cálculo del volumen con los gastos críticos. De igual manera, no se identificó un modelo dinámico, por lo que el compromiso de PEP era generar ese modelo del yacimiento. Adelante por favor.

Entonces, ¿qué hemos visto? ¿Por qué se mantiene crítica la situación de Xanab? Hemos estado enviando los reportes de producción diarios que muestran y además complementados con los oficiales al cierre de cada mes: enero, febrero, marzo y ahorita va a cerrar abril. Pero hemos visto que los principales factores que están afectando ahorita la producción son algunos eventos de condiciones climatológicas, pero principalmente el efecto de que se ha incrementado el agua en Xanab. Y como ya vimos, pues es ahorita uno de los tres primeros productores de aceite.

Entonces si vemos el promedio de lo que va del 2018, el pronóstico que se tenía para Xanab era de 184,000. Hoy día están produciendo en promedio – repito – 151,000. Es un poquito diferente al valor que mostraba yo que era puntual. Este es un promedio de lo que llevan, pero pueden ver que ha disminuido notoriamente. Y el agua, que tenía un pronóstico apenas de 240 barriles, está en 3,000. Entonces ese es el efecto precisamente que queremos verificar. El gas también ha disminuido. Ahora, ya viéndonos por cada uno de los pozos, esta es su producción que tenían en noviembre y esta es la que tienen actualmente al cierre de marzo 2018. Pueden observar que le quitamos los colores porque precisamente parecía, bueno, pues si traía 9,000 y ahora 20,000 pues eso es bastante producción, pero el problema es que se está viniendo el agua, que están incrementando el gasto crítico. Entonces no estamos ahorita calificando si la decisión es buena o no. Lo que sí se puede ir viendo es que hay algunos pozos que ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incrementaron notoriamente la producción. Pero también podemos ver como el Xanab-3, que era el que estaba en la gráfica muy fuera del gasto crítico, que pues ya nada más está dando 4,000 barriles de los 20,000. Obviamente pues era una condición esperada de que fueran cuidando el gasto crítico, pero la verdad es que se les está viniendo el agua.

Entonces de este lado sí hay unos semáforos que muestran que el agua se está viniendo en estos puntos rojos, eso es lo que indica. El Xanab-32 era el otro pozo que estaba hasta arriba y que era uno de los que propusieron ajustar para en su cuota y hoy día estaba yo revisando el reporte, este pozo al parecer ya lo cerraron. Pero hasta el corte aquí de la información todavía traía un remanente de aceite, pero la verdad es que ya se les vino el agua también ahí. De hecho en todos estos, ¿no? Entonces pueden observar que hay pozos como este 500 también que ya parece ser que también ya lo cerraron y ese tiene el corte de agua más alto.

Entonces hay una condición que se alertó desde finales del año 2017 y que al parecer ha sido crítica en algunas áreas del campo, por lo que estamos proponiendo – en la siguiente lámina – hacer una visita de supervisión a las instalaciones precisamente para revisar en el tema de Jurásico Superior Kimmeridgiano la evidencia documental del esquema de explotación mediante el estrangulamiento de pozos para verificar el ritmo de producción cercano a gastos críticos y evitar precisamente lo que se alertó en noviembre del año pasado y verificar que se haya llevado a cabo la actualización del modelo como presentaron su programa por parte de PEP, ¿no? Y para la parte del Cretácico queremos igualmente verificar el monitoreo del avance del contacto con base en el sensor que propusieron o que fue el compromiso en el pozo Xanab-1, verificar el ajuste original y el cálculo de gasto crítico para los pozos de Cretácico y que se haya realizado la actualización del modelo dinámico. Por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digo, quizás no le entiendo yo al tema, pero lo único que yo entendería que es en campo es el número uno de Xanab Cretácico. O sea, ahí vamos a verificar el plan de monitoreo con respecto a la base del contacto agua-aceite. Eso se haría en campo. Pero si vamos a ir al campo, ¿que no tendría que ser todo en ese sentido? O sea, pedirles evidencia documental del esquema de explotación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mediante el estrangulamiento de pozos. Si es documental entonces nos lo pudieron haber mandado ya, ¿no? Es un poco mi pregunta.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, excelente. De hecho yo he sido muy crítico sobre qué vamos a hacer al campo. Yo siempre me he puesto en la postura de que demuéstreme que no puedo obtener esto en gabinete. La respuesta es la siguiente porque incluso lo discutimos. A lo mejor lo puedo redactar de esa manera lo que voy a explicar. ¿En el campo qué puedo ver? La simulación primero de que exista y nos lo presenten pero en sus simuladores y que nos los expliquen. Sí nos lo pudieran mandar, pero es muy difícil reproducirlo aquí para poder ver una simulación. Entonces tengo que verificar que opere con qué criterios, cómo lo están monitoreando y eso sí tendría que verlo en sus sistemas y en las pantallas que ellos tengan y verificar que el otro exista y que igual nos lo presenten, bajo qué criterios, cómo está armado, cómo lo están monitoreando, qué tanto. Eso es algo que solamente puedo ver.

Otra cosa que puedo ver allá es el sensor pues no lo puedo ver, pero sí puedo verificar que el cable exista, la conexión exista del cabezal al punto del pozo, ¿no? Que yo vea si está en el Xanab y que pueda verificar que efectivamente. Ahora, más allá de que vea yo si está ahí un cable que está conectado a un sensor, que yo vea el monitoreo en sus pantallas en tiempo real o monitoreo en la frecuencia que ellos me estén dando. Condiciones operativas de los pozos. Yo puedo pedirlos, ¿no? De hecho pues por eso tengo algunos reportes y que si se están cerrando, a lo mejor no con la oportunidad que yo quisiera, pero lo que sí puedo ir a ver allá es las gráficas L10, puedo ir a ver que efectivamente tengan ellos un registro y monitoreo de sus pozos. Y además hay una parte legal, que también por aquí nos acompaña Miguel, que de alguna manera también necesito para dar respuesta a este Órgano de Gobierno, tengo que hacer la visita. Entonces esa es la respuesta.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De hecho la pregunta era que no fuéramos a poner en la... ¿qué va a ser Secretaria, un oficio de Comisión, una resolución o las dos cosas?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Resolución instruyendo por parte de este Órgano de Gobierno y el oficio de Comisión a los participantes.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok. Digamos mi inquietud es que en la resolución quede claro que vamos a ir al campo a verificar cosas que sólo se pueden verificar en el campo y no solicitarles documentos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo puedo verificar aquí, lo puedo solicitar y que tengan la obligación de que sea verídico, ¿no? Estoy de acuerdo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Exacto, ok. Complementar que no quede en la resolución que les vamos a solicitar evidencia documental, sino que vamos a ir a hacer esto que tú señalas ingeniero.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ok, lo complementamos así.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo creo que sería importante que quedara lo más específico posible, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De acuerdo Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gustaría hacer una precisión. La visita en campo como que a lo mejor mucho la conceptualizan que hay que ir al pozo, ¿no? Ir al campo significa a lo mejor están en la oficina y ahí en la oficina puedes ver el simulador, no lo podemos ver aquí. Entonces le llaman visita de campo, pero realmente pues no todo es campo, ¿verdad? Parte es oficina.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Que también valdría la pena ponerlo contextualmente así, ¿no? Son las instalaciones y también en este caso sí se prevé ir a plataforma cuando hemos hecho algunas visitas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ver ambas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- En este caso es ambas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero bueno, como que no está conceptualizado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias por la precisión. Adelante, la siguiente lámina.

Entonces la propuesta, que es eso, una propuesta, considera personal de la Dirección General de lo Contencioso, de la UATAC y personal de la Unidad Técnica de Extracción. Con base en ello – por favor la siguiente Gustavo – pues solicitamos la autorización para llevar a cabo la visita.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Son prácticamente puros Directores Generales, ¿verdad?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Director General, Director General, Director General.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- O sea, está, nos acompaña Julio Reyes, que es el Subdirector. Nos acompaña Guadalupe, que es la Directora General Adjunta y Julio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. ¿Alguna?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo inicio comentando que bueno que se esté planteando esta visita. Pero me gustaría que regresaran un poquito a los pozos. Ahí, ahí. Creo que tenemos que llevar una estrategia, no solamente llegar y a ver qué nos enseñan. Por ejemplo ahí tenemos el pozo el 24A, el Xanab-24A que está en el cuarto lugar. ¿Sí? Ese pozo a noviembre, perdón, el de abajo. Perdón, si quieres lo agarro aquí. Es este. Este pozo en noviembre de 2017 producía 161 barriles y en marzo de 2018 produce 5,866. Lo comentaste, pero no vimos esta otra columna. En noviembre de 2017 producía 172 barriles de agua, ¿no? Con 161 barriles producía 172. Después en marzo de 2018 produce mucho más y produce mucho menos agua. Esto seguramente significa que hubo una reparación, que hubo algo ahí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Puede ser. Significa varias cosas, que están compensando para empezar, ¿no? El incremento de producción está compensando lo que se perdió en los pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, pero si lo mandas de aquí para acá, seguramente tendía que producir mucha más agua que la que estaba produciendo aquí. Entonces bueno, estoy haciendo un análisis muy somero de la información. Creo que ustedes tienen que hacer un análisis más detallado para ver qué pozos van a ir a ver, a qué plataformas se van a subir, cuál es la información que van a pedir. Que no lleguen ahí que les hagan una presentación de tres horas o de cinco horas y que finalmente no lleguen a lo que ustedes quieren, ¿no? Ese es mi planteamiento, que hagan un análisis anterior, porque bueno, aquí en este caso se ve esa situación. Por otro lado aquí tienes 20,000 y bajó a 4,000, ¿no? Pero sin embargo, el agua se fue para arriba, ¿no? Porque a lo mejor ya la jalaban de acá, ¿no? No sé. Eso hay que revisarlo, a qué pozos se van a enfocar.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí lo revisamos doctor, tenemos un mapa estructural que estábamos analizando de dónde están ubicados cada uno de estos pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me refiero a que la estrategia es: a ver, vamos a pedir información de tal cosa, ¿no? Que me haga la corrida del simulador donde yo pueda ver esto, esto, esto. Como un listado, ¿no? Para que ustedes no tengan que estar de alguna forma pues haciendo una estrategia en el camino, sino que ustedes ya la lleven de antes. Y lo otro, bueno, es obvio que después nos van a tener que venir aquí a platicar qué fue lo que pasó. Pero a mí me parece que este tema es tan importante que no solamente deberíamos de quedar hasta ahí, ¿no? Hasta que ustedes nos presenten el resultado de la inspección, sino que mandamos, que la gente, los responsables vengan acá con nosotros y aquí con los Comisionados nos expliquen qué está pasando. Porque definitivamente pues ya se les vino el agua, ¿no? Y todo porque querían compensar producción. Los pozos estuvieron produciendo a un alto gasto. ¿Sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Correcto, de acuerdo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo no sé si es parte de lo que se puede plantear aquí, pero yo creo que podría ser un acuerdo entre nosotros que después ya que nos traigan los resultados pues que también vengan ellos, ¿no? Que sientan la presión de tener que venir a la CNH, el Subdirector, el Gerente, no sé.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Les pedimos que vinieran a presentar el plan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- A lo mejor vale la pena resaltar por qué Xanab, ¿no? O sea, por qué es que vamos a Xanab, por qué es que estamos identificando esto en ese plan y no en otro.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. ¿Por la importancia pues de la producción te refieres?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí, o sea, cuál es la motivación de que la asignación a inspeccionar sea Xanab y no otro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La caída de producción.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, pero no sólo la caída de producción sino lo que representa Xanab en la producción nacional.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está dentro de los primeros campos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, el tercero. Regrésate tres láminas. Otra. Si, por esto, porque es el tercero actualmente y el noveno en gas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, y evidentemente eso o bueno, la visita de inspección tendrá algunos resultados que, con base en nuestros lineamientos y nuestras facultades de supervisión, tenemos que ver cuáles son los pasos a seguir a partir de lo que encontremos, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Esto que menciona la Secretaria Ejecutiva es muy importante. El motivar la visita, o sea, qué es lo que nos lleva a hacer esa visita. Cuando decimos, bueno, es que es el tercero más importante, pues entonces la pregunta y por qué no se fueron al segundo o al primero. Por qué nos lleva a hacer una visita a este que en el contexto es el tercero, pero que presentó un programa que al parecer no se está cumpliendo. Pero eso, independientemente de que quede en la presentación que estamos viendo debe quedar bien claro en la resolución, porque creo que es uno de los principios que debe de cumplir invariablemente una autoridad. Es decir, por qué estás decidiendo ir a hacer esa visita a este específico regulado y a esta específica asignación. Esto en la resolución.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, un poco siguiendo esta lógica, no sé si haya ya una divergencia entre lo planeado, o sea dentro del plan de desarrollo que tienen, conforme a lo real, ¿no? O sea, quizá también eso se tenga que documentar y es parte también del seguimiento al plan, ¿no? No sé.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De hecho empezamos con una desviación evidente en la producción y en el corte de agua, pero obviamente lo que queremos ir a verificar es qué pasó con esa detección, el sensor, el simulador, todo lo que estamos haciendo, que es las primeras desviaciones en cuatro meses desde que se aprobó el plan. Y con respecto al 1 y 2 pues ya también mandamos el oficio de comparecencia, esos ya están citados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario?
Yo, yo, ah, bueno, sí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Yo regreso a lo que estaba diciendo. Es que en la resolución se habla del objeto de la visita y luego ya se dice qué es lo que se va a verificar, pero me parece que falta más decir por qué. O sea, por qué.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Porque es el tercer productor y que hay un desvío en lo que se planeaba en su Plan de Desarrollo.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Que es lo que motiva la visita, ajá.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado. O sea, únicamente lo que pasa es que en la resolución estaba una fecha, o sea, que es lógicamente ya no alcanzable, ¿no? De ser del 7 al 17 de abril. O sea, cuando menos de la que nos mandaron. O sea, hay que modificar la fecha. Ustedes ya tienen prevista la fecha, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Regrésate por favor, me faltó esa lámina. Estamos precisando que sea a mediados – la que sigue, ahí – del 14 al 16 de mayo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Por qué un mes después que lo que tenían previsto?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Bueno, se nos vinieron otros temas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digo, hay alguna. Digo, razón, o sea, operativa básicamente o razón de trabajo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, no, no. Nada más es por ahorita.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O, sea porque aparentemente, digo, si se tenía esta resolución y dice que se estaba del 7 al 17 de abril, quiere decir que más o menos hace un mes, ¿no? Que tenían planeado hacer la visita.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, de hecho por un lado pues es carga de trabajo, pero por otro estábamos revisando precisamente con qué argumentos, cómo debíamos de armarla y tenemos también el otro campo que estamos llamando a comparecencia. Se nos mezclaron ahí algunos temas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no es cuestión del procedimiento interno. O sea, mi pregunta va más a que si hay el procedimiento para las visitas de inspección, no hay ningún problema con que se puedan hacer de manera inmediata, etc.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No, no.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, OK.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es nada más que llegemos a este punto. Sí, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Gracias, perdone. Únicamente para hacer varias precisiones desde el punto de vista jurídico. Ajustamos el tema de motivación que de alguna forma estos compromisos a supervisar derivan de los compromisos que asumió PEP derivado del dictamen preliminar. Dos, en el tema de procedimiento es una visita extraordinaria, que incluso se puede extender a días y horas inhábiles. Entonces en términos de la Ley de Procedimiento Administrativo la visita se inicia con la entrega de la Orden, que es la resolución y a partir de ahí se llevará a cabo el desahogo. Posteriormente al finalizar la visita Pemex Exploración y Producción tendrá dos opciones. Una, llevar a cabo manifestaciones y exhibir documentos dentro de la visita o dos, un segundo escenario en términos de la Ley de Procedimiento Administrativo, que es dentro de los cinco días siguientes presentar por escrito sus manifestaciones y algún documento para acreditar. Derivado de eso, la Comisión tendrá varios escenarios: llevar a cabo una comparecencia, hacer un requerimiento de información adicional, iniciar un procedimiento sancionatorio. Entonces pues ese será la línea del tiempo en relación con los resultados que tengamos derivados de la visita.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el tema de la estrategia, lo hemos estado platicando la parte jurídica y el área técnica desde la entrega de la orden, la planeación que tenemos que llevar a cabo en las instalaciones y posteriormente la visita, las áreas estratégicas que correspondan. Entonces de nuestra parte nos llevamos como un pendiente fortalecer el tema de la motivación para que quede perfectamente claro que esto deriva del dictamen preliminar y la importancia derivado de que es el tercer productor en materia de aceite y noveno en materia de gas, precisando también que ya hubo visitas de verificación a Ku-Maloob-Zaap e incluso una sanción en materia de aprovechamiento de gas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sólo uno. No lo comprendí del todo. ¿A qué te referías abogado con que se ajustó la resolución o que se ajustaría la resolución?

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Ah, en la parte de motivación que comentario de por qué esa visita, lo que yo creo que tenemos que dejar muy claro en la resolución es que esto deriva de compromisos asumidos derivado del dictamen preliminar y un segundo tema que tenemos que ajustar derivado de los comentarios en relación a por qué esa asignación en particular.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien. O sea, es algo que se va a hacer, se va a complementar la resolución. Perfecto, gracias.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Una última.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En el proyecto dice que son horas hábiles e inhábiles. ¿Seguiría siendo igual ahora con la nueva fecha?

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Sí. El tema es que iniciamos la visita por ejemplo abrimos la orden a las 9:00 a.m. Si nos extendemos a las 9-10 p.m. No hay un tema de ilegalidad porque se anunció con anticipación en la orden que podría incluir días y horas hábiles e inhábiles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, ¿con eso basta? Con decir que es el día tal en horas hábiles e inhábiles. No tenemos que especificar cuáles son esas horas inhábiles.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- No, no. El tema es que por ejemplo si terminamos la visita a las 8:00 p.m. no hay un aspecto de nulidad. Entonces estamos cubiertos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Voy a decir algo complementario. Por ejemplo se va a subir a plataforma.

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Sí, se tiene previsto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y esa, ¿para subir a plataforma se le solicitaría en este caso a Pemex el transporte pero con anticipación o cómo estaría el procedimiento?

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Si, normalmente en estos temas cuando llevamos a cabo las visitas tenemos una reunión de planeación con la gente de Pemex o del visitado para explicar cuál sería el alcance, las fechas y en particular los aspectos técnicos que se tendrán que llevar a cabo. Evidentemente el tema de transporte, como está redactada la resolución y los fundamentos, Pemex tiene la obligación de dar todas las facilidades para llevar a cabo la visita.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no es tan sorpresa pues.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Porque como no es el carácter pues así de una auditoría sino una supervisión, se les avisa 24 horas antes para que se prevean los recursos, sobre todo en el tema del helicóptero.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Un poco por el tema de la visita entiendo pues en 24 o en 48 o en una semana pues es poco lo que puede hacer el visitado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LO CONTENCIOSO, LICENCIADO MIGUEL ÁNGEL ORTIZ GÓMEZ.- Una particular que también facilita mucho la logística está a 24 km de la terminal. Entonces a diferencia de otras plataformas en donde el viaje pues es alrededor de hora, hora y media, aquí por la cercanía de 23 km yo creo que no habría tema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, ok. Entonces pido a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, segunda, tercera, décimo primera, décimo tercera, vigésimo tercera y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 10, fracción primera, 11 y 13 fracciones sexta, incisos a, b y d, y décimo tercera del Reglamento Interno de la CNH, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la CNH instruye llevar a cabo una visita de verificación extraordinaria a Pemex Exploración y Producción en la asignación identificada con el título de asignación A-0369-M-Campo Xanab.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, el punto de la resolución de motivarla de mejor manera, ¿esto quedaría de manera independiente?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Se atendería antes de la suscripción de la resolución y se atenderían conforme a lo platicado durante la misma.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, perfecto. Comisionados, someto a su consideración el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto levantando su mano."

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

Órgano de Gobierno

Vigésima Séptima Sesión Extraordinaria

3 de mayo de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.27.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye llevar a cabo una visita de verificación extraordinaria a Pemex Exploración y Producción, en la Asignación identificada con el título de asignación A-0369-2M-Campo Xanab.

ACUERDO CNH.E.27.002/18

Con fundamento los artículos 22 fracciones I, II, III, XI, XIII, XXIII y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 10, fracción I, 11 y 13 fracciones VI, incisos a), b) y d) y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye llevar a cabo una visita de verificación extraordinaria a Pemex Exploración y Producción, en la Asignación identificada con el título de asignación A-0369 M-Campo Xanab.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:01 horas del día 3 de mayo de 2018, la Comisionada Porres dio por terminada la Vigésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

Vigésima Séptima Sesión Extraordinaria

3 de mayo de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Alma America Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva