



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:07 horas del día 14 de febrero del año 2019, 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, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Novena Sesión Extraordinaria de 2019 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 220.0049/2019, de fecha 13 de febrero de 2019, 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.

Con fundamento en el artículo 48 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

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.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la autorización a la empresa EMGS Sea Bed Logging México, S.A. de C.V. para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento administrativo de sanción a Pemex Exploración y Producción por la posible infracción a lo establecido en 95 títulos de Asignaciones de Resguardo.

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la autorización a la empresa EMGS Sea Bed Logging México, S.A. de C.V. para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su carácter de Comisionado ponente.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias compañeros Comisionados. Quisiera presentarles la solicitud de autorización de un ARES-B de la compañía EMGS Sea Bed Logging México. La compañía pretende adquirir, procesar e interpretar datos electromagnéticos en dos áreas de estudio con una superficie total de 57,000 km<sup>2</sup> ubicadas en aguas profundas frente a las costas de los Estados de Veracruz y Tamaulipas. Es importante destacar que este tipo de proyecto es el primero de su clase aprobado por la CNH que hace exploración petrolera utilizando la adquisición, procesamiento e interpretación de datos electromagnéticos. Esta es la parte interesante, es el primero de su caso que se nos está presentando y es un área importante. Por último, con la venia de la Comisionada Porres, quiero solicitar al ingeniero Mario Alberto Navarro, Director General Adjunto de Autorizaciones de Exploración, exponer el análisis realizado a esta solicitud.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Navarro, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Muchas gracias, buenos días Comisionada, Comisionados. Presentarles aquí la revisión de la solicitud de autorización de esta compañía EMGS Sea Bed Logging México, el cual pretende realizar actividades de adquisición, procesamiento e interpretación de datos electromagnéticos. Esto es una autorización en la modalidad que requiere, que incluye la adquisición de datos de campo. Los fundamentos legales para la revisión de esta solicitud es el artículo 37 y 43 de la Ley de Hidrocarburos que establece la necesidad de una autorización y de la definición de la regulación respectiva. En este





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sentido, las Disposiciones Administrativas en Materia de Autorizaciones de Exploración en sus artículos 15 definen la modalidad, 16, 17 son los requisitos que debe de cumplir una compañía para poder solicitar este tipo de autorización. En el Reglamento Interno de la Comisión, los artículos 11, 13, 19 y 26 también relacionados con el procedimiento de la autorización. Como decíamos, esta es una modalidad ARES que se conoce como la fracción II del artículo 15 en la que se incluye la adquisición de datos de campo y el proyecto ARES como tal puede incluir además las etapas de adquisición, procesamiento e interpretación de información. La siguiente por favor.

Aquí tenemos la cronología de la atención de esta solicitud que llegó el día 20 de diciembre a esta Comisión. Posteriormente mediante un oficio 240.0014/2019 se les remitió una prevención acerca de faltantes e inconsistencias que fue notificado el 15 de enero del 2019. Para entonces, la compañía solventó la prevención el día 28 de enero y mediante el proceso de resolución se presenta ante este Órgano de Gobierno el día de hoy 14 de febrero del 2019.

Los antecedentes que tenemos de estas áreas, como se comentó, tenemos dos áreas. Una marcada en amarillo y otra marcada con rojo cubren áreas que están relacionadas con las Rondas 1.4, 2.1, 2.4 y 3.1 y están relacionadas con las provincias geológicas Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo. En estas áreas existen seis pozos exploratorios y el potencial que se tiene es que van a obtener un volumen de resistividad que puede mejorar las zonas exploratorias dentro de las dos estructuras que estamos marcando. La siguiente.

La ubicación, como les decíamos, Golfo de México en aguas profundas. El objetivo será adquisición, procesamiento e interpretación de datos electromagnéticos. Con eso se obtiene la resistividad y puede ser calibrada con información sísmica o datos de pozo. El objetivo geológico o la situación también del tipo de datos es ubicación hasta 4,000 metros de profundidad debajo del lecho marino y son dos áreas que complementan 57,000 km<sup>2</sup> aproximadamente en un bloque norte más pegado hacia las costas de Tampico y Veracruz y el bloque sur en frente de las costas de Veracruz y Tabasco. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La tecnología, como comentábamos, es electromagnético el dato. Es una metodología geofísica de método de adquisición indirecta. Incluirá la adquisición de datos de campo y también su procesamiento e inversión con software especializado. La adquisición se realiza mediante toma de muestras desde embarcaciones con fuente de receptores colocados en el fondo marino. Y aquí está parte de su metodología desde lo que es la fuente de energía electromagnética, la colocación de receptores, su proceso que llevaría a cabo y la inversión de los datos para finalizar con obtención de un modelo 3D de datos electromagnéticos en este caso de resistividad y que pueden ser interpretados para posterior calibración con información geológica y geofísica adicional. El solicitante indica que este proyecto durará aproximadamente 37 meses con la adquisición, procesamiento de los dos bloques en forma separada y en caso de que esta autorización sea otorgada entonces el solicitante tiene la obligación de presentar su actualización del cronograma. La siguiente por favor.

Como derivado de estas actividades, la compañía generará entregables o productos finales como son datos de campo de la adquisición en formatos específicos relacionados con este método, datos procesados, así como datos interpretados como un volumen final SEG-Yrev también que representa la resistividad en sentido vertical y horizontal. Los beneficios de este tipo de proyectos es obtener información nueva que apoye a la exploración de hidrocarburos a partir de la adquisición y procesamiento de estos datos electromagnéticos. Es un dato adicional que puede reducir la incertidumbre de la exploración del petróleo. El conocimiento y la distribución de la resistividad del subsuelo ayudarán a tener un mejor entendimiento de la litología, pero también pueden ser utilizados para inferir un tipo de contenido de fluidos dentro de las rocas. La integración de los datos de resistividad con datos geológicos permitiría en caso de los asignatarios y contratistas disminuir los riesgos exploratorios. Esto mismo mantendrá la actividad exploratoria en las zonas de adquisición como se ha visto en las Rondas previas. La siguiente por favor.

Por estos motivos, la solicitud se advierte técnicamente viable toda vez que cumple con los requisitos que están establecidos en las disposiciones administrativas en los artículos 16, 17 y 18 y el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores. Aunado a lo anterior, las actividades propuestas también permitirían obtener información útil y única en esta zona para una





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

mejor comprensión del potencial de hidrocarburos. La siguiente. Es lo que tenemos para presentación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera aquí que se regresarán a la página donde se ven las áreas, una donde presentan. Ándale, esta de aquí. Yo creo que es bien importante lo que está pasando porque estas son muchas de las áreas a licitar o que ya se han licitado y donde se ve el mayor potencial, este, digamos a mediano plazo. Entonces es muy importante que tengamos la mayor cantidad de información porque eso nos va a permitir que nuestra labor exploratoria sea más rápida, sea más eficiente y desde luego la parte ya de extracción pues con la mayor posibilidad de éxito. La otra área es la que está más en el Norte hacia la zona de Perdido que también es otra de las áreas potencialmente muy buenas para el país. Entonces es muy interesante porque estamos probando una tecnología diferente, es una tecnología novedosa y creo que mientras más información tenemos, mejor. Ahora, estamos hablando de 57,000 km<sup>2</sup> que es una muy buena noticia.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Quisiera agregar que, como bien lo expuso el ingeniero Mario Alberto Navarro, solamente hay seis pozos exploratorios en estos 57,000 km<sup>2</sup>. Nomás para darnos una idea de qué tamaño es estas áreas que estamos viendo, pues es más o menos el Estado de Campeche. El Estado de Campeche tiene aproximadamente 57,000 km<sup>2</sup> o el Estado de Sinaloa un poquito más de 58,000 igual que Michoacán, para dimensionar nada más la escala a la cual estos estudios se están haciendo. Y además, como ya lo habían expuesto, pues la resistividad, la propiedad que van a obtener es la resistividad a través de estos datos electromagnéticos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Alguna pregunta Comisionados? Yo sí tengo dos preguntas. La primera es esta compañía según tengo aquí en los datos ya había solicitado una autorización para hacer un estudio electromagnético en algún área de un proyecto no sé si similar en cuanto a kilómetros cuadrados, pero la cual no



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

hizo pues. O sea, expiró su permiso. ¿Ustedes consideraron esa parte en la evaluación que hicieron?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Así es, efectivamente. Esta compañía EMGS de hecho ha solicitado hasta ahora tres autorizaciones, tres de ellas fueron autorizadas y dos caducaron por situaciones que manifestaron de falta de interés de algunos clientes. El tercero sí fue un proyecto que desarrollaron y terminaron, el cual fue el reproceso y la inversión de estos datos. Fue sobre áreas de datos ya preexistentes y datos históricos, así es. El otro proyecto eran más zonificados, no era genérico como en este y seguramente ya con todas las demás licitaciones desarrolladas o asignadas es que se ha incrementado el interés de poder contar con esta información y la compañía ha retomado ese proyecto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Y mi segunda pregunta va en el sentido de que normalmente esta información, porque entiendo que van a entregar interpretación, se combina con información sísmica. ¿Están solicitando información sísmica para hacer la interpretación final que se va a entregar?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Particularmente para este proyecto no van a integrar la información con información sísmica. Esto es únicamente de interpretación y características de la resistividad que van a poder obtener. En ese punto de vista nosotros esperamos o estamos suponiendo que también tendría que ver al momento de hacer la venta estas compañías podrá hacer la integración ya con los datos particulares de cada uno de los clientes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahí va mi pregunta. ¿Entonces qué estamos autorizando?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- La adquisición, el procesamiento y la interpretación del dato de resistivo como tal. Ya la otra etapa de integración de la información estaría susceptible pues de poder ser utilizado por los compradores de esta compañía.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, el asunto aquí es de que dice inversión de datos para calibración. O sea, es uno. O sea, quiero nada más ser clara para que no después haya confusión en los entregables de la compañía. O sea, ¿aquí van a utilizar pozos para calibración?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- No han solicitado información para calibrar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No van a hacer la calibración según lo que dice inversión de datos. O sea, no estarían calibrados.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- La calibración última no está incluida dentro de esta actividad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, pediría nada más que fuéramos muy explícitos en los entregables para que después no haya confusión con las compañías en cuanto a qué es lo que ellos podrían entregar al final de su adquisición y de su procesamiento porque dice inversión, procesamiento e interpretación. Pero normalmente, o sea, digo, para más o menos los que se conocen este tipo de tecnologías, es digamos para poder hacer una calibración requerirían los pozos y la información sísmica. Entonces si no va a haber ni pozos ni interpretación sísmica según lo que nos están comentando, entonces nada más dejarlo explícito que sería únicamente con la información adquirida, no utilizando información de pozos e información sísmica y lo mismo en la parte de la interpretación final. Digo, simplemente para después no incurrir en algún problema en los entregables. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Muy bien, así lo hacemos.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón. Comentaban de que esta compañía ya había perdido otros dos permisos y no hizo nada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Expiraron.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Expiraron y no hizo nada.  
¿Eran de las mismas características que este?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Si, es  
el mismo método.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Igualito? O sea, ¿es casi la  
misma solicitud actualizando lo que tengan que actualizar y la mandan para  
ver si ahora sí consiguen clientes o cómo va a estar?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Y son  
otras áreas también.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Otras áreas, OK. Sí le  
suman otras áreas, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora  
Alma América. ¿Cómo está la normatividad para que las compañías que  
hacen ese tipo de trabajos puedan obtener información de pozos? En este  
caso no pidieron, ya lo dijo el ingeniero Mario Alberto. Ellos no solicitan la  
información de los pozos exploratorios. Pero si la solicitaran, la CNH estaría  
en posibilidad de otorgarla o no, porque pues los operadores son los  
dueños de esa información. ¿Cómo es que se manejaría o cuál es la lógica  
del manejo de este tipo de situaciones? Porque finalmente el utilizar los  
pozos permite definir con mayor exactitud todo lo que es la caracterización  
de los estratos porque se pueden hacer ajustes ¿no?, de lo que ellos están  
tomando como mediciones. ¿Qué pasaría en el caso de que la empresa, ya  
dijimos que no lo pidió, pero alguna otra – estoy hablando en forma  
genérica, no esta – pidiera información de pozos exploratorios o pozos de  
desarrollo? ¿Qué es lo que plantean nuestros lineamientos? ¿Cómo  
protegen los operadores la información de sus pozos? Porque finalmente  
el dar información de pozos también significa la posibilidad de perder  
alguna secrecía que pudiera ser útil para ciertas negociaciones posteriores,  
para asociaciones, para lo que ellos quisieran hacer. ¿Cómo lo tenemos  
planteado? ¿Qué dicen los lineamientos? Si nos pudieran recordar por  
favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Efectivamente existe también vinculado lo que sería las disposiciones o en los términos y condiciones de la licencia de uso con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Para empezar, datos de pozos solamente serían disponibles datos históricos, no pozos recientes que tienen confidencialidad. Sobre los datos existentes, sería básicamente qué es lo que van a utilizar para calibrar la información. Básicamente para ese tipo de proyectos serían registros geofísicos por ejemplo lo que pudieran tener como referencia, pero para utilizarlo en forma de calibración. Como dice, es ajustar los valores. Esa calibración es la que sería la final para poder enfocar los resultados a un estudio en particular ya en detalle.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor nada más definir exactamente qué es histórico y qué no es histórico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ingeniero Alcántara.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. La parte de los pozos históricos tienen digamos, ya no mantienen la secrecía después de tres años.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tres años.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Tres años es lo que de alguna manera permanece. O sea, los pozos que se estén perforando ahorita pues están en secrecía los próximos 3 años si son terminados en este. El resto de pozos está a disposición de las compañías para hacer este tipo de trabajos de correlación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, licenciado Joshua.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Nada más para resaltar lo que mencionaba el ingeniero. Justamente los lineamientos hablan de la confidencialidad de la información y son de 3 hasta 10 años dependiendo del tipo de información con la que se cuenta. Los pozos históricos son aquellos que ya transfirió, que se encuentran en el Centro Nacional de Información de aquí de la Comisión y es el centro quien puede, cuando ya se solicita, determinar si ya cuenta con esa información y si está en calidad



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

para poderse entregar y así lo establecen nuestros lineamientos tanto de uso de información como de la modificación última que se hizo a los Lineamientos de Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna otra pregunta Comisionados? Por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este uso de una información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos requiere el pago de derechos. ¿En la actualidad en dónde estamos para esos aprovechamientos? O sea, quiero decir una empresa, que obviamente no lo está haciendo, ya lo dijimos varias veces, que lo quisiera hacer tendría que pagar aprovechamientos por el uso de la información de los pozos históricos. ¿Cómo de qué magnitud de aprovechamientos estamos hablando?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Ese aprovechamiento depende de la cantidad de información que se solicite al Centro. Es el único aprovechamiento que no está calculado ex ante porque depende de la cantidad de información que se solicite. De hecho, en los nuevos Lineamientos de Uso de Información que estamos a punto de expedir así lo establece claramente. Entonces dependerá.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? ¿No? Secretaria.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Nada más para un poco complementar lo que dijo Ramón, que hay proyectos que únicamente por ejemplo de los pozos y hay unos que se están desarrollando en ese sentido requieren únicamente por ejemplo de registros geofísicos y no más información que eso. Entonces es muy selectivo lo que cada uno de los proyectos requiere en general.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. Acabo de recordar con este tipo de tecnología que los permisos son diferentes – ¿verdad? – con la ASEA. Cuando se hace sísmica creo que no tienen que hacer todos los permisos que este tipo de tecnología requiere, pero no sé si nos hiciera abundar un poquito más acerca de eso, porque hace rato se refería el Comisionado Franco en el sentido de que habían pedido solicitud y pues que no habían hecho nada. No sé si por ahí sea la respuesta del por qué no se ha hecho algo. ¿Cuál es el planteamiento que tenemos? Más de conocimiento, no planteamiento, porque eso no depende de nosotros, depende de la ASEA.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es que hace rato yo escuché que comentó el ingeniero que no habían hecho nada porque no había como clientes, como que no había interesados. No habló nada de permisos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero también están los permisos, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Así es. En función de los permisos obviamente anteriormente nuestras Disposiciones Administrativas solicitaban al menos la copia del acuse de recibo de los estudios de impacto social, ambiental. Actualmente no se requiere, pero sí se aclara que tiene la obligación de presentar todas esas solicitudes de trámites, requisitos, permisos y pólizas para poder llevar a cabo esas actividades de adquisición de datos, en la competencia de las diferentes instancias gubernamentales que tengan que ver.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, pero yo me refería a que hay dos tipos. El tratamiento es diferente si yo quiero tomar sísmica o si quiero hacer un levantamiento electromagnético. Operacionalmente pues se parece muchísimo, pero la normatividad – no era de nosotros, posiblemente sea ASEA, ustedes deben saberlo más con claridad – exigen más, vamos a decir otros permisos adicionales, son más requisitos los que se solicitan para el caso de electromagnético que para sísmica. Pero no



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

recuerdo exactamente qué es lo que piden adicional que complica bastante ¿no? la toma de la información.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Desde el punto de vista del tipo de proyecto es la ubicación de los detectores en el fondo marino, es una placa que se coloca en el fondo marino.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No tiene que ver con la MIA? Perdón, es que no recuerdo exactamente pero sí creo que es importante definir cuáles son los factores que están definiendo que no se tome este tipo de información. Ya lo acaba de decir el Comisionado Franco, si no hay clientes es una verdad, pero otra es si tenemos algunas restricciones en los permisos que requieren estos tipos de compañías comparados con los que hacen sísmica que es más simple y que finalmente desde nuestra visión, perdón, no nuestra visión, mi visión como Comisionado, pues son iguales, no debe haber diferencias.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- La única diferencia es que dependiendo de la tecnología una es digamos la que considera ASEA es que una es invasiva y otra no representa mayor problema digamos que para la fauna marina por decir algunos de los elementos. Esa es una de las características que marca ASEA para otorgar los permisos. Incluso ahorita no recuerdo exactamente hay una que no requiere precisamente permiso de ASEA.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más si me permiten para aclarar. O sea, el permiso que da ASEA es de impacto ambiental. El asunto es de que desde hace ya un tiempo se demostró, o sea, eso lo demostró Petróleos Mexicanos, que la adquisición sísmica en general no tiene un impacto ambiental y por lo tanto quedó exceptuado de ese permiso de impacto ambiental por parte de ASEA. Independientemente, sí van, todas las compañías que van a adquirir información sísmica van con ASEA y le dicen vamos a adquirir información sísmica en este bloque, se requiere un permiso, una opinión de impacto ambiental y les dice ASEA están exceptuados por tratarse de adquisición sísmica.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sísmica está exceptuado, electromagnética no.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está exceptuado. En caso de todas las demás adquisiciones, o sea, que no sea tecnología sísmica, en todas las demás adquisiciones no están exceptuados y por lo tanto tienen que pasar por todo el procedimiento de ASEA que pues tiene sus tiempos. Independientemente de lo que yo sé por darle seguimiento a estas actividades, es de que no es este el principal motivo por el cual no hacen los trabajos las compañías. El principal motivo es el que mencionó el ingeniero Mario que tiene que ver con que ellos como son ventas que tienen que hacer de esta información ellos consiguen posibles clientes y cuando ven que no hay posibilidad de vender esa información pues tardan en iniciar las actividades y en ocasiones expira el permiso que se les dio, la autorización. Entonces básicamente es eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi punto es que es multifactorial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es multifactorial.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero lo dijo el Comisionado Moreira. Dice, esa es una tecnología que no es tan nueva, pero sí da una mucho mayor resolución de lo que existe en el subsuelo, porque aquí se puede llegar a determinar el tipo de fluidos que saturan los estratos y eso es mejor que nada más tener el perfil de los estratos. Pero obvio pues es más caro, ¿no? Entonces todo eso de alguna forma va a ir cambiando en el tiempo en la medida que bajen los costos, que lo puedan vender en forma competitiva con la sísmica, pero también que nosotros como reguladores veamos que esto se haga. Esto es mejor que el otro en la parte tecnológica. Por eso es que estaba yo insistiendo tanto en esto de las MIA's y la otra sí está exceptuada, pero esta no, no hay clientes. Quisiéramos tener electromagnética para todo el Golfo de México, eso sería fabuloso, pero pues habrá que avanzar en el sentido de la tecnología y de los precios y de los permisos. Es multifactorial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Comisionado Pimentel.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, sí doctora, gracias. Es que preguntaba el doctor Moreira de los costos, el pago de aprovechamientos y aquí el Comisionado Franco amablemente me instruyó a meterme al Internet. No, ya lo vi. A ver, hay 13 distintos rubros doctor, están en la página del e5cinco y bueno, pues en efecto como lo decía nuestro abogado depende de la cantidad, pero les doy tres ejemplos de estos 13. Por el acceso y descarga de cada reporte de pozo, la cuota por unidad es de 7,383 pesos. Este es más caro, el que les voy a leer a continuación. Por el acceso y descarga de la información de cada pozo exploratorio en áreas marinas a partir de un paquete de al menos 50 pozos bajo un esquema de licencia de uso de un año, la cuota por unidad es de 14,590 pesos. Y solo para completar un tercer caso, por el acceso y descarga de cada reporte de pozo, la cuota por unidad es de 7,383 pesos. De manera que pues en efecto varía de la información que requiera el interesado y son 13 distintos rubros los que están contemplados en nuestra página de Internet.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, me lo acaba de mandar aquí Carla Gabriela y en realidad tienen un paquete por área y el paquete por área para los pozos de esa área cuesta 12 millones de pesos. Entonces si vemos nosotros el mapa con todas las áreas pues la inversión que esta empresa tuviera que hacer si hubiera deseado eso es bastante sustancial, porque están hablando de un número bastante grande de áreas. Entonces por eso es lo que decía aquí la doctora que el meter 100 millones de pesos para esta zona pues implica una inversión inicial fuerte desde antes de que empieces a hacer nada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.09.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite autorización a la empresa EMGS Sea Bed Logging México, S.A. de C.V. para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo.

### **ACUERDO CNH.E.09.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 37 y 43, fracción I, inciso a) de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XIII, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a la empresa EMGS Sea Bed Logging México, S.A. de C.V., en atención a la solicitud registrada con número ARES-MGS-MX-15-9I3/10513-18, para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial en la modalidad que incluye la adquisición de datos de campo, en términos del artículo 15, fracción I, de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos.

### **II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el procedimiento administrativo de sanción a Pemex Exploración y Producción por la posible infracción a lo establecido en 95 títulos de Asignaciones de Resguardo.**





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Fausto Álvarez Hernández, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si, ¿qué tal? Muchísimas gracias. ¿Qué tal Comisionada? Comisionados, muy buenos días. Como bien lo menciona la Secretaria Ejecutiva, el tema que les traemos aquí el día de hoy es el posible incumplimiento de Petróleos Mexicanos por no presentar los Planes de Desarrollo para las asignaciones de resguardo.

Lo que ustedes ven en la lámina de antecedentes de contenido. Es lo que vamos a tocar el día de hoy, es antecedentes, los hechos derivado del trabajo que hizo la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, cuál fue el procedimiento que seguimos para presentar lo que traemos hoy a su consideración, cuál fue parte del análisis que se hizo junto con la Unidad Jurídica de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos y finalmente tocaremos conclusiones y la propuesta de resolución que traemos para este tema.

En ese sentido es importante destacar como antecedentes que es en agosto del año 2014 que la Secretaría de Energía otorga a Pemex lo que se conoce como los Títulos de Asignación. Esto derivado del proceso de Ronda 0. La manera como se estructuraron esos Títulos de Asignación se estructuraron con base a lo que se conoce como asignaciones que se encontraban en un punto de extracción. En ese se otorgaron 286 Títulos de Asignación para las asignaciones de exploración, que solamente contaban con actividad exploratoria. Se entregaron en Ronda 0 108 Títulos de Asignación. Y para el tema que nos compete el día de hoy de las





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

asignaciones de resguardo en ese 2014, se entregaron 95 títulos que correspondían a 95 asignaciones de resguardo.

Dentro de las características de estas asignaciones de resguardo destaca el hecho de la vigencia. Dentro de los propios títulos, la vigencia establece que es por un periodo de dos años o bien hasta que el área se adjudicara como parte de un proceso licitatorio. Otra de las cosas que es importante destacar aquí que estas asignaciones de resguardo no fueron solicitadas por Petróleos Mexicanos durante este proceso de Ronda 0, sino que fueron asignadas por la Secretaría de Energía principalmente como el mecanismo para evitar el abandono prematuro de las áreas y obviamente para mantener la continuidad de la producción de las mismas. En ese sentido, al día de hoy contamos actualmente con 44 asignaciones de resguardo de esas originales de Ronda 0 más una que tenemos de resguardo adicional por el tema de la finalización anticipada del contrato de Molcacán correspondiente a la convocatoria de licitación 1.3. En ese sentido, habiendo puesto los antecedentes.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta con respecto a la segunda. Dice, “la vigencia es por dos años o hasta que el Estado Mexicano asigne el área”. Entonces si es hasta que el Estado Mexicano asigne el área, entonces para qué aparece lo de los dos años. Es hasta que el Estado Mexicano lo asigne o quiere decir hasta lo que se cumpla primero, dos años o que el Estado Mexicano lo asigne. No entiendo si es un requisito uno o el otro o lo que sea primero o los dos. No entiendo la interpretación de esto.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Supongo que se refiere a uno y una de las posibles explicaciones es por los propios tiempos de las licitaciones. Como estos títulos fueron otorgados en el 2014, pues los procesos licitatorios arrancaron principalmente diciembre 2015, entonces esto preveía que en un periodo de aproximadamente dos años se iban a ir entregando las primeras áreas correspondientes a esas primeras licitaciones y así fue que ocurrió porque en lo que fue mayo y agosto del 2016 fueron las áreas contractuales que correspondían a la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

convocatoria de licitación 1.3. Entonces supongo que esa es la lógica detrás del dos o hasta que el Estado Mexicano. Lo dos porque era la licitación más cercana que llegaba a esos dos años y pues como se tenía previsto que continuaran estas licitaciones pues se asignaban esas áreas contractuales.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero por ejemplo ya pasaron los dos años, el Estado Mexicano no las ha asignado, ¿entonces quiere decir que ya estas vigencias no quedan?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Es lo que suceda primero?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pues es, a ver, perdón. Lo que aquí nos han dicho los abogados es cuando ponen un "o" o cuando ponen un "y", ¿entonces aquí era cualquiera de las dos o no? Lo que se intentaba en aquella época o lo que se pretendía es que en dos años se pudieran mediante licitaciones asignar mediante contratos, no entregar, no, no se entregan, se asignan mediante contratos estas áreas que cuando se hizo Ronda 0 en agosto del 2014 se veía que había como 20,000 barriles en áreas que Pemex no había solicitado. Campos pequeños que se dijo creo que son 92, ¿cuántas fueron?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Fueron 95.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 95 áreas que tenían esa producción como de 25,000 barriles y que decíamos, bueno, no las otorga el Estado a través de la Secretaría de Energía a Pemex. ¿Qué vamos a hacer, las vamos a cerrar? 25,000 barriles hasta un país las quisiera. Entonces se decidió por parte de la SENER poner estos Títulos de Asignaciones de Resguardo y la intención de esos dos años era que en dos años se colocaran. Pero también se pensó, ¿y si en dos años no se colocan las 95? y se le agregó esto. Tal vez faltó un poco de feeling en la redacción en aquella época, pero la intención esa era doctor que se pudieran asignar mediante una licitación contratos para la operación de estas áreas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero quiere decir que Pemex las retiene hasta que el Estado Mexicano.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exacto, exacto. Y así ha sucedido con muchas de las áreas de la licitación 3, la 1.3 que fue la primera, donde se asignaron diversas áreas de esas asignaciones de resguardo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si me lo permiten para agregar un poco al comentario del Comisionado Franco, la cronología en cómo se han ido moviendo esas 95 asignaciones. 18 corresponden a mayo del 2016 que fue cuando se firmaron los primeros contratos de la convocatoria 1.3. El segundo bloque corresponde a 5 contratos que también se firmaron en 2016 en agosto que correspondió a los segundos lugares también correspondientes a esa misma convocatoria de licitación. En diciembre del 2017 es donde le restamos otras 24 áreas que corresponden a la firma de los contratos de las convocatorias 2.2 y 2.3. Y en mayo del 2018 quedan sin efecto otras cuatro asignaciones porque parte de su área se consideraba que estaba dentro de asignaciones de Petróleos Mexicanos. Entonces con eso es como llegamos al número de las 44 asignaciones de resguardo. Y en términos también de lo que comentaba el Comisionado Franco, a enero de 2016 cuando todavía teníamos estas 95 asignaciones de resguardo, impactaban alrededor de 13,400 barriles de aceite y alrededor de 73 millones de pies cúbicos de gas.

Entonces como los antecedentes uno de los primeros que podemos observar en esta lámina es lo que establece el objeto del título. El objeto del título establece lo que ya mencionamos aquí que la vigencia es por dos años o bien hasta que el Estado Mexicano asigne el área en un proceso licitatorio. Adicional a esto algo que es importante recalcar es que el Título de las Asignaciones de Resguardo establece la obligación de entregar un plan a los 90 días. Esto queda explícito en lo que es el elemento quinto del título donde voy a leer textual, donde establece que “el Plan de Desarrollo para la Extracción deberá garantizar la continuidad de los trabajos en el área de asignación, mismo que el asignatario deberá entregar a la Comisión para su aprobación en un plazo no mayor a 90 días contados a partir de la notificación de la presente asignación”. Y de igual manera en el anexo dos





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que es común a todos los Títulos de Asignación que es donde se establece el compromiso mínimo de trabajo para las asignaciones petroleras, establece que “el asignatario tendrá la obligación de resguardar durante el periodo descrito en la presente asignación – que se refiere a los dos años o hasta el proceso de licitación – la integridad de las instalaciones como del medio ambiente, así como de continuar con la extracción sustentable, eficiente y competitiva de los hidrocarburos a fin de asegurar el adecuado aprovechamiento y coadyuvar a mantener la plataforma de producción nacional”.

En ese sentido, tomando estos dos elementos como hechos, derivado del trabajo que hace la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos al ser los responsables de dar la supervisión y la administración no solo de los contratos sino también de los Títulos de Asignación, detectamos que para estos Títulos de Asignación Petróleos Mexicanos no entregó los planes solicitados en el título. Entonces derivado de esto iniciamos un procedimiento con base al artículo 99 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos por el cual se determina un posible incumplimiento en términos de lo que establece el artículo 85 de la Ley de Hidrocarburos, ¿no?.

En ese sentido, lo que ustedes pueden ver aquí es el procedimiento y lo que ha sucedido hasta el día de hoy que es donde aparece esta flecha que está aquí. Como bien lo mencionaba en la lámina anterior, pues parte de nuestra responsabilidad es dar seguimiento y verificación al cumplimiento de las obligaciones del asignatario pues mediante el cual, derivado de la revisión de los títulos y de la información que se tenía al interior de la Comisión, pues obviamente también se hacen consultas internas sobre todo a la Unidad de Extracción ya que ellos son los responsables del tema de la aprobación de los Planes de Extracción para ver si obraba en el expediente estos planes asociados a estas asignaciones de resguardo. Derivado de que no encontramos evidencia de que existieran esos Planes de Desarrollo asociados a estas asignaciones de resguardo, lo que hicimos ahí fue iniciar el procedimiento del 99 donde lo que se establece en primera instancia es el requerimiento al asignatario para que en su caso desvirtúe o solvante el posible incumplimiento. En ese sentido ahí aparece el oficio mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos hace esta notificación al asignatario. El asignatario nos da respuesta al oficio y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

obviamente lo que establece el proceso del artículo 99 es que ahora compete a la autoridad, en este caso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, derivado de la información que originalmente contábamos más la información adicional y que nos entrega el asignatario, pues hacer el análisis del posible incumplimiento y es así que venimos aquí el día de hoy para presentar el resultado de dicho análisis, ¿no?. En ese sentido le voy a pasar la palabra a Ramón que es nuestro Titular de la Unidad Jurídica que apoyó a la UATAC para el tema del análisis.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Comisionada. Comisionados, muy buenos días. Como menciona el maestro Álvarez, nos encontramos en medio del procedimiento que señala el artículo 99. Si nos vamos una lámina atrás simplemente para concluir. Nos encontramos en el punto en que estamos analizando la información con la que nos contestó Pemex el requerimiento que le hicimos, es decir el asignatario, y pues nos allegamos de toda la información posible para determinar si es o no procedente el inicio del procedimiento administrativo sancionador. Si fuese procedente, lo que con seguiría de conformidad con el mismo artículo 99 del reglamento, es iniciar dicho procedimiento, otorgar 15 días al posible infractor para que manifieste lo que en su derecho convenga y presente sus pruebas y alegatos y una vez oído al infractor y desahogado lo anterior poder tomar una determinación sobre la existencia o no de una sanción y determinar la cuantía de la misma. Eso es lo que nos marca el 99 y estamos un pasito antes.

Para llevar a cabo este análisis pues tuvimos que allegarnos de toda la información posible. Tomamos en cuenta la información con la que contábamos en la Comisión como mencionó el maestro Álvarez. Tomamos en cuenta la información que nos dio Pemex en su respuesta y analizamos la normativa aplicable, tanto la ley como las disposiciones específicas en la materia. El primer punto de análisis que llevamos a cabo fue el propio transitorio sexto del Decreto de Reforma Energética del 20 de diciembre de 2013 en donde se establece pues que Pemex digamos adquiriría estas asignaciones otorgadas por el Estado Mexicano. En estas asignaciones, específicamente en las asignaciones de extracción, para estas asignaciones





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

se tenía que presentar un Plan de Desarrollo que evidentemente tiene que incluir ciertos elementos mínimos entre los que destacan pues ciertos trabajos, trabajo de actividad física e inversiones a realizar a través de un compromiso mínimo de trabajo, ¿no?.

Estos elementos consideramos a través de este análisis que no son compatibles con una asignación de resguardo. Es decir, no tendría que haber un Plan de Desarrollo como tal que contenga estos elementos para este tipo de asignaciones por las consideraciones que vamos a exponer en este momento. En primer lugar, digamos en estas asignaciones de extracción que fueron una gran mayoría de las que se otorgaron en el 2014, Pemex comprometió a realizar...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón maestro Massieu. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Una precisión nada más abogado. El sexto transitorio lo que pretendía o bueno, lo que está marcado ahí es que señalaba que el Estado Mexicano le daba la oportunidad a su empresa petrolera para presentar elementos que le permitieran demostrar que en las asignaciones de extracción podía continuar explotándolas de manera eficiente y competitiva, demostrado capacidades técnicas, financieras y de ejecución y para ello hubo todo un proceso que está publicado en la página de Internet de la Secretaría de Energía en donde se le pedía cierta información. Entre ellas, incluía el Plan de Desarrollo, pero para solicitar cuál se quería quedar, ¿sí? Todavía ahí no existían las de resguardo. Entonces en el sexto transitorio obviamente no hablaba de resguardo, sino simplemente decía las que quieras quedarte danos indicadores, danos información y danos Planes de Desarrollo que demuestren esto que ya mencioné. Es un apartado diferente.

Ya después del proceso de Ronda 0 que terminó el 14 de agosto del 2014, ahí se detectó que había asignaciones que el mismo Pemex no había pedido, que tenían producción y que entonces había que hacer una asignación de resguardo para cada una de esas. Y ahí es donde ya nace el requerimiento que seguramente vas a mencionar más adelante que nada más la Comisión le pidió que hiciera o que presentará un plan para estas asignaciones que él no pidió pero que le dio la SENER de un periodo de dos años donde nada más mantuviera la producción de manera segura. Eso fue





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

lo que se pidió. Pero aquí en el sexto transitorio, digo, para el tema de la argumentación que vamos a hacer, pues no se les pidió a las asignaciones de resguardo. Es más, todavía ni existían en este apartado, en este artículo.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- No, de acuerdo. Fueron otorgadas las asignaciones y se estableció que el Plan de Desarrollo que le competía a esas asignaciones debería contar con ciertos elementos. Ahora, para el caso de los planes de las asignaciones de extracción, efectivamente Pemex comprometió diversas inversiones y actividades físicas. Sin embargo, como bien comenta el Comisionado Franco para el caso de las asignaciones de resguardo, pues estas se limitaron únicamente a dos objetivos. El primer objetivo es el resguardar tanto las instalaciones como el medioambiente, es decir, un objetivo únicamente de resguardo de lo que ya se tenía y el segundo fue el de la continuidad de la producción, de continuar con la extracción que hasta ese momento se tenía con el objetivo de que pues el resguardo de los campos en producción se diera a la fecha de entrada en vigor del decreto. Ahora, otra cosa importante es que para las asignaciones de extracción se les dio una vigencia de 20 años. Esta vigencia pues es la vigencia que digamos típicamente cuentan los proyectos petroleros de largo plazo. Sin embargo, como ya mencionamos anteriormente, para las asignaciones de resguardo la vigencia se limitó únicamente a dos años o el supuesto que también mencionamos que hasta que fueran adjudicadas a través de un proceso licitatorio.

En ese sentido hay una discrepancia importante entre los objetivos de una asignación y otra y eso es un punto de análisis que tomamos en cuenta para determinar que debido a la gran incertidumbre que existe en cuanto a la temporalidad de las asignaciones de resguardo se vuelve materialmente imposible que se planee un proyecto de largo plazo que cumpla con los elementos de un Plan de Desarrollo que sí debe de tener una asignación de extracción que tiene una vigencia de 20 años. Siguiendo por favor.

Este análisis se complementó evidentemente con el análisis del marco normativo aplicable que, para el caso de los Planes de Desarrollo, es el propio artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y por supuesto la regulación específica que hemos expedido que en este caso son los Lineamientos para



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la Aprobación de Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción. En primer lugar, el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos nos marca los elementos con los que debe de contar un Plan de Extracción, un Plan de Desarrollo. Uno de los más importantes pues evidentemente es la obtención del volumen máximo de hidrocarburos de petróleo y gas natural en el largo plazo. Este mismo elemento se replica en nuestra regulación específica que ya mencioné y también nos dice que se debe de maximizar el factor de recuperación en el largo plazo. En ambos casos hablamos de proyectos de largo plazo que, como ya mencionamos, son incompatibles con la vigencia o con la incertidumbre en cuanto a la vigencia que tienen las asignaciones de resguardo. En ese sentido, tomando en cuenta estos elementos que tienen que tener los Planes de Desarrollo, es que identificamos una imposibilidad tanto material como jurídica para que Pemex diera cabal cumplimiento al elemento quinto de las asignaciones de resguardo que fue mencionado por el maestro Álvarez.

Derivado de todo este análisis, pues llegamos a diversas conclusiones. La primera de ellas sería que con base en lo que nos marca el artículo 99 de Reglamento de la Ley de Hidrocarburos que mencionamos – no, una antes por favor – se considera aplicable determinar la improcedencia del inicio del procedimiento administrativo de sanción. No procedemos a iniciar el procedimiento administrativo de sanción atendiendo a que Pemex se encontraba, como ya lo dije, material y jurídicamente imposibilitado para dar cumplimiento al elemento quinto de los Títulos de Asignaciones de Resguardo que le fueron otorgados. En ese sentido, por esa imposibilidad material y jurídica, no se ubica dentro del supuesto normativo previsto en el artículo 85, fracción II, inciso f) de la Ley de Hidrocarburos que nos obligaría a imponer una sanción, la sanción que está prevista en el mismo.

Asimismo, otra conclusión a la que llegamos es que se debe de emitir una opinión técnica dirigida a la Secretaría de Energía que es la otorgante de los títulos para que estas se modifiquen, para que se modifique el elemento quinto de las asignaciones de resguardo en el sentido de que el Plan de Desarrollo se haga exigible hasta que se modifique la vigencia de la asignación para permitir ahora sí en el largo plazo la extracción de las reservas hasta su límite económico. Este elemento de largo plazo es importante porque es digamos importante para la naturaleza misma de los Planes de Desarrollo. Y también por requerir a Pemex la presentación de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

un Programa Operativo Anual que permita dar el seguimiento adecuado y la supervisión adecuada asociadas a la producción reportada respecto de esas AR's con su naturaleza actual.

Entonces habiendo hecho este análisis y habiendo llegado a estas conclusiones conjuntamente con la Unidad Técnica, nosotros ponemos una propuesta de resolución a su consideración que incluye los siguientes puntos. El primero de ellos sería determinar que no procede el inicio de procedimiento de sanción en contra de Pemex por no acreditarse un incumplimiento en los términos mencionados. El segundo de ellos sería emitir la opinión técnica a la Secretaría de Energía para la modificación del elemento quinto de los términos y condiciones de las 44 asignaciones de resguardo vigentes en el sentido igualmente mencionado sobre la vigencia y cuándo, en qué momento se podría volver exigible un Plan de Desarrollo. Como tercer punto requeriríamos a Pemex, al asignatario, que presente el Programa Operativo Anual para dar el seguimiento y supervisión adecuada a los Títulos de Asignación en su estado actual. Como cuarto pues notificaríamos esta resolución, el contenido de esta resolución a Pemex. Y como quinto, como típicamente lo hacemos, inscribir esta resolución en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Este sería el análisis realizado y la propuesta de resolución que ponemos a su consideración Comisionada y Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Massieu. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. A ver, nada más unos comentarios. Queda claro que estas asignaciones de resguardo no están previstas ni reguladas ni normadas en el sexto transitorio del decreto de reformas constitucionales en materia de energía, la Reforma Energética. Queda claro que Pemex no solicitó estas 45 hoy son, ¿no? 44, perdóneme. Queda claro que estas 44 que están hoy en posesión de Pemex no fueron solicitadas de origen. Ya lo decía el Comisionado Franco, la Ronda 0 tuvo otra lógica. Y no obstante ello, bueno, la Secretaría de Energía en su momento decidió darle en resguardo estas áreas porque estaban en producción. La pregunta que yo tendría es en el proyecto de resolución que ahora nos ponen a consideración, lo que estamos recomendándole a SENER es que se modifique el título quinto, el apartado quinto del Título



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de Asignación respecto de la vigencia para prever entonces que en el largo plazo que Pemex nos pueda presentar su Plan de Desarrollo para la Extracción.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- No precisamente. Lo que se pretende es que se modifique el supuesto de exigibilidad del Plan de Desarrollo y que el Plan de Desarrollo se pueda volver exigible en cuanto se tenga una asignación de largo plazo y eso evidentemente implicaría modificar su vigencia.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que se modifique el título para prever una vigencia mayor y que en consecuencia sea exigible que Pemex presente un Plan de Desarrollo para la Extracción. Mi pregunta es si Pemex no las pidió de inicio, no las pidió de origen y si de origen el título preveía dos años o que se pudieran adjudicar en una licitación, ¿por qué estamos cerrando nosotros la puerta a esta licitación? Por qué no les sugeriríamos a SENER, oye, modifica el título para que se pueda ampliar la vigencia y que finalmente se puedan eventualmente también licitar estas áreas. ¿No? Pemex no las quiso de origen y pareciera que estamos cerrándole la puerta al propio Pemex para que se haga cargo de un área que, insisto, no pidió por un lado. Y dos, estamos cerrando la puerta también para lo que se preveía de origen que era la posibilidad de licitar estas áreas.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Si, salvo que me complemente el maestro Álvarez, yo diría que no estamos cerrando esa puerta porque el supuesto de vigencia actual se mantiene. Es decir, se mantiene abierta la puerta, el segundo supuesto de vigencia que es hasta que se asigne el área a través de una licitación. Lo único que estamos diciendo es que mientras ese supuesto de vigencia se mantenga no es exigible un Plan de Desarrollo. Si ese supuesto de vigencia se modifica y se vuelve una asignación de 20 años, ahí sí en ese momento se hace exigible un Plan de Desarrollo. Pero la posibilidad de que el área se vuelva parte de un proceso licitatorio se mantiene en sus mismos términos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando nosotros entregamos en un proceso licitatorio, asignamos en proceso licitatorio un





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

área que está en producción, nosotros siempre le exigimos al contratista que nos presente un plan de continuidad de operaciones estableciendo entiendo que no vas a hacer las grandes inversiones porque no tienes todavía el Plan de Desarrollo, pero sí quiero que hagas un plan de continuidad de operaciones. Entonces yo siento que este caso se parece mucho, nosotros interesa que se continúe con la producción a sabiendas de que no es una prioridad de inversión tuya. Entonces yo no sé si en el punto 03 más que nos presente el Programa Operativo Anual, que nos presente su plan de continuidad de operaciones. O sea, yo voy a seguir operando bajo estas condiciones para que no se detenga la producción. Porque el Programa Operativo Anual está acotado de nuevo a un año y tendremos que estar aprobando planes operativos. Creo que hay que como que llevar un poco más allá, porque aun suponiendo que una de estas áreas después sea licitada, pues hay una continuidad del plan operativo porque, aunque ya haya sido asignada a digamos cualquiera de las empresas, debe continuar produciendo. Entonces yo sugeriría que en lugar de que presente el Plan Operativo Anual que presente un plan de continuidad de operaciones igualito que lo hemos hecho en otras ocasiones.

Y en la página anterior, si me quieren dar una segunda oportunidad, yo creo que aquí hay una decisión de corto plazo que es que continúen las operaciones y una decisión de mediano plazo que es preguntarle a Pemex si tiene un interés ahora bajo las nuevas situaciones en que se les asignen esas áreas a largo plazo o no, en cuyo caso pasarían a la alternativa de hacer licitación. Entonces creo que hay que presentarle como que esos dos escenarios de mediano plazo a la Secretaría de Energía a quien le corresponde tomar esta decisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Efectivamente en la Ronda O Petróleos Mexicanos no solicitó estas áreas porque, como lo dijo el Comisionado Franco, tenían que demostrar capacidad ejecutiva, de operación y financiera. Entonces ya no tenían la posibilidad de tenerlas, aunque son rentables las áreas, no son de las mejores que ellos mantuvieron. Entonces debido a esta situación como las áreas estaban produciendo y producían 13,400, ahora están por los suelos, no sé cuál sea



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la producción actual. Algunas se asignaron ya, pero otras todavía las sigue teniendo Pemex. Se decidió por parte de Secretaría de Energía esta forma o esta figura jurídica de asignaciones de resguardo en donde le dijeron a Pemex te quedas con ellas y las tienes que mantener operando, las tienes que mantener produciendo. Entonces yo me sumo al planteamiento del Comisionado Moreira de que cómo les vamos a exigir que nos den un Programa de Trabajo Anual si finalmente tienen que sacar el dinero de las asignaciones que sí quisieron.

Entonces no pido que quede en la resolución, me parece que la resolución es correcta, no hay motivo de sanción ni mucho menos, pero que ojalá les pudieran dar el presupuesto pues para que las pudieran operar porque esto es adicional a lo que ellos ya tienen de alguna forma dentro de su portafolio de proyectos. Estas asignaciones de resguardo son rentables y seguramente algunos operadores quisieran que hubiera alguna licitación y que pudieran ser asignadas, pero también creo que con estos cambios en la forma de visualizar el crecimiento de Petróleos Mexicanos a lo mejor Pemex se pudiera quedar con ellas y generar alguna asociación con un tercero para poder tener los recursos económicos y poder operarlas. Entonces creo que es algo también que la SENER tendrá que ir visualizando. Tampoco quiero que lo pongan en la resolución porque la resolución me parece que está correcta, pero esos detalles son bien importantes. Petróleos Mexicanos tuvo que encargarse de esto y definitivamente le disminuyó su capacidad técnica, financiera y de ejecución de los campos que sí tenía o que sí quería. Entonces bueno, hay que restituirle esa disminución pues con mayor presupuesto. Pero también yo creo que la Secretaría de Energía rápidamente tendrá que actuar y buscar a lo mejor asignarlo nuevamente a Petróleos Mexicanos, lo pueden hacer sin ningún problema, pero que le den más dinero por parte del Estado o que le busquen el financiamiento por parte de alguna empresa que pudiera estar interesada. Los campos son pequeñitos, pero son bastante buenos y, es más, en la cuestión de rentabilidad y la prueba es que pues las licitaciones que tuvimos ya algunos se asignaron verdad y no solamente se asignaron, sino que la producción ha ido incrementando en algunos de ellos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva. Ah, bueno, perdón.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Digo, por lo datos de producción verdad.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Si, y también un poco para atender los comentarios del doctor Moreira.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Un comentario en relación con eso. Y regresándome a la preocupación de Comisionado Pimentel. Yo creo que el punto uno sobre la opinión técnica a SENER debiera ser un poco más amplio. Es decir, las asignaciones de resguardo, la modificación en el título quinto debería ser no exigir el Plan de Desarrollo, así, sin poner el resto del planteamiento sobre que sea hasta que se modifique la vigencia. O sea, creo tal cual debe no exigirse un Plan de Desarrollo en las asignaciones de resguardo. El Plan de Desarrollo se exigirá a las que no sean asignaciones de resguardo por su propia naturaleza. Podríamos proponer a la SENER valorar la conveniencia de modificar la naturaleza jurídica de estos títulos y entonces sí, siendo asignaciones de extracción o de exploración y extracción, requerir un Plan de Desarrollo como en cualquier otra asignación. Pero esto mete un poquito de confusión al tema de la vigencia y a la conveniencia. Ahora, por el lado del Programa Operativo Anual... sí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es que ahí es importante nada más una precisión, creo. Totalmente de acuerdo. Pero si fueran nuevos títulos creo que tendría SENER que justificar la excepcionalidad para de entrada asignárselos a Pemex en lugar de adjudicarlos vía una licitación. Que quede claro.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y Pemex tendría que demostrar capacidades para operarlos, es decir, ya aplican las reglas normales. En este sentido como asignación de resguardo simplemente es quitar el requerimiento de un Plan de Desarrollo. Y en el caso de lo que mencionaba el doctor Moreira respecto a la presentación de un Programa Operativo Anual, es simplemente sin generar mayores costos al asignatario, porque este es un programa operativo que tienen para todos los casos, ya cuenta con él. Entonces no estamos previendo, o cuando menos no lo señala la resolución, que tenga que ser aprobado por la Comisión de manera anual. Sino simplemente es para efectos de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

supervisión de que ese programa o la operación para mantener la producción se esté siguiendo y nosotros podamos supervisar también lo producido en esas asignaciones que debe de medirse.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Fausto.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Primero ateniendo los comentarios del Comisionado Moreira y continuando en la línea de lo que mencionaba la Secretaria Ejecutiva. Precisamente esa fue la razonabilidad detrás de enfocarnos en el POA, en el famoso POA, porque ya Petróleos Mexicanos lo trabaja y lo que menos queríamos era generar una carga administrativa adicional. Y simplemente haciendo la observación de que este POA pues deberá de contar con los pronósticos tanto de producción esperada como de actividades de mantenimiento, que no de inversión, por la misma naturaleza de estos Títulos de Asignaciones de Resguardo y obviamente esa información Pemex ya la maneja de manera calendarizada. O sea, ya la tendríamos de esa manera y simplemente es entregarla asignación por asignación para que ocurra lo que bien decía la Secretaria Ejecutiva que como Comisión Nacional de Hidrocarburos verifiquemos que si se dé continuidad operativa a esas áreas y se mantengan en producción.

En ese sentido, para lo que mencionaba también el Comisionado Martínez, en términos de cuál es la producción actual de esas asignaciones, la última producción oficial reportada que tenemos es a diciembre del año pasado. Producen alrededor de 7,100 barriles entre las 44 asignaciones de resguardo y alrededor de 48 millones de pies cúbicos de gas. Y también de acuerdo a la información con la cual contamos, tienen alrededor de 756 pozos operando entre estas asignaciones. Eso equivale alrededor del 10% de los pozos que detectamos operando a nivel nacional ¿no?, entonces de ahí la importancia de mantener la continuidad operativa de estas asignaciones de resguardo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí doctora, gracias. De hecho, con los datos que está dando aquí el maestro Álvarez, pues dan más





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que las licitaciones, ¿no? Dan más que los contratos terrestres que se han adjudicado. Entonces no es nada despreciable el que la siga operando Pemex ya sea a través de este Programa Operativo Anual si es que les queremos poner en una licitación en el futuro. Si ellos la quieren migrar solos pues tendrían que solicitar que se les dé la asignación petrolera, ya no de resguardo. Y como decía el doctor Martínez, pues sería algo muy fácil de que la pudiera colocar y la facilidad del trámite es pues que nos van a pedir opinión a la Comisión para ver que es excepcional el otorgamiento y bueno, eso no le vemos problema. Aquí estamos discutiendo que es importante, que hay muchos pozos operando, que hay producción. El tema de asignación de presupuesto a Pemex pues sí estaría muy bien, de hecho ellos le estaban poniendo dinero para el mantenimiento y la seguridad, pero están también disfrutando de los valores de reservas y de la producción que se está dando ahí porque está llegando a la cuenta de Pemex y finalmente a la cuenta del país.

Entonces lo que yo quiero entender de esta presentación que nos están haciendo es que se lleva la administración de estas asignaciones, pero la administración de estas asignaciones no es a través de un Plan dado que se les otorgó sin que ellos la pidieran y solamente se les pidió un programa de dos años. Entonces lo que está sucediendo aquí es decirle a Pemex, oye, pues mientras las tienes, en lo que se adjudican o te las pasan a ti como asignación y las pones en un farm out o una asociación, veme entregando el Programa Operativo Anual para seguir haciendo mi trabajo como CNH. Eso es lo que nosotros queremos hacer aquí. Y bueno, hay un tema de acuerdo los artículos que mencionaron aquí los expositores que pareciera como que estrictamente se debe sancionar. Pero dado todo el caso de estas asignaciones de resguardo, lo que ustedes quieren plasmar aquí es para que en el futuro no vengán y les digan, oye, por qué no ha sancionado en estas asignaciones, pues hay un argumento presentado al Órgano de Gobierno donde se analizó el caso y estas asignaciones tengan un trato un poco diferente. No se les da seguimiento a través de un Plan de Desarrollo, sino a través de este Programa Operativo Anual que en esencia doctor Moreira es ese programa de continuidad que señalas. Gracias. Y que no se aprueba.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y no se aprueba. Yo quisiera nada más retomar lo que comentabas Secretaria Ejecutiva en el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sentido de que no se pediría, o sea, la opinión hacia la Secretaría de Energía sería en cuestión que se modifique el elemento quinto de los Títulos de Asignación de los Títulos de las Asignaciones de Resguardo para que no exista Plan de Desarrollo. ¿Pero eso sí se tendría que hacer esta corrección, verdad, en cuanto a la opinión que daremos posteriormente o al mismo tiempo de la resolución?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Sí, sí, sin duda. Creo que al mismo tiempo de la resolución.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, yo insisto en esta parte de la recomendación que nuevamente digo no creo que deba estar en la resolución, pero sí una recomendación de que la Secretaría de Energía revise la parte de los dineros de los presupuestos porque efectivamente como dice el Comisionado Franco están gozando la producción, pero no quiere decir que con eso tengan rentabilidad después de impuestos. Y seguramente que hay ahí áreas que ya no producen y que tienen que seguir resguardando, tienen que tener gente. Entonces que se haga el análisis de realmente cuánto les está generando de costo esto a Pemex si es que genera costo, que se haga la revisión. Si no le genera costo, bueno, pues qué bueno que de alguna forma está teniendo algún beneficio, pero a mí me parece que sí genera un costo y que los ingresos después de impuestos no pagan toda la inversión que Petróleos Mexicanos o más bien costos de operación, porque ya no está invirtiendo nada, costos de operación que Petróleos Mexicanos está haciendo en esas asignaciones de resguardo que nuevamente vuelvo a argumentar no las querían, no las quieren.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Gamboa, por favor.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada. El proyecto de resolución que les estamos presentando haremos estos ajustes que se están platicando aquí, pero ya contempla la opinión de la Comisión para que se les modifique el Título de Asignación en su caso para establecer justamente lo que hemos platicado, que en su caso o se





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sustituya el Plan de Desarrollo por un programa operativo que no sea un Programa Provisional, porque aparte el Programa Provisional tiene una duración hasta un año y en este caso no sería materia de aprobación como mencionó el Comisionado Franco en virtud de que únicamente sería para efecto de seguimiento. Podremos incluir igualmente una recomendación de ver el tema que menciona el Comisionado Néstor respecto de los presupuestos y que se verifique. Y para dar cumplimiento únicamente a la Ley de Hidrocarburos que establece que uno de los elementos mínimos que debe contemplar el título es el plazo de presentación del Plan de Desarrollo, es por ello que o pudiéramos decir que pues al momento de emitir la ley interprete que ese plazo es hasta el momento o que se modifique el título o se otorgue con base a lo que platicó el Comisionado Sergio con evaluación de todas las capacidades o en su caso sustituir el plan por el Programa Operativo Anual.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que está mejor la segunda. Si, Comisionado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Nada más yo sugeriría que en la resolución se ponga cuándo nos lo van a entregar porque el POA lo vienen haciendo por ahí de agosto, julio-agosto y luego están haciendo un POT 1 (Programa Operativo Trimestral) por ahí de noviembre que es digamos el más aproximado a lo que pudieran hacer en el siguiente año. ¿Entonces cuál queremos? Porque ahí dice Programa Operativo Anual, no dice Programa Operativo Trimestral. Pero a lo mejor para seguimiento y más precisión tanto para la empresa como para nosotros pudiera ser ese POT o el programa que tuvieran en noviembre. Yo creo que si en noviembre nos lo entregan no necesariamente el POA que hacen en agosto, pudiera ser más acertado. Entonces de alguna manera poner en la resolución el programa que tengan a noviembre del año previo a la ejecución de actividades.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Bueno, en la resolución sí proponemos algo similar. Lo que dice lo voy a leer textual: "Dicho programa deberá presentarse en el mes de diciembre del ejercicio inmediato anterior del año calendario que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

corresponda. Para el ejercicio de 2019, Pemex deberá presentar el programa dentro de los 30 días hábiles siguientes a la fecha de notificación de la presente resolución”.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nomás por el tema que decía POA. Si le dices a Pemex POA pues él te va a dar el POA.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Hacemos la precisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que obviamente este es un tema de política energética para SENER, pero es el tipo de cosas donde nosotros podemos dar información u opinión. Aquí tenemos según el número que están dando 44 y Pemex tiene ahorita 360 por ahí asignaciones, entonces representan el 15% de las asignaciones de Pemex. Entonces aquí obviamente son áreas donde Pemex o no le interesaban o no tenía el financiamiento o no tenía la capacidad tecnológica, pero no son áreas sin potencial. Entonces yo creo que son áreas como que se nos están quedando ahí en las cuales no estamos usando su potencial que tienen, su potencial real. Entonces yo sí creo que una de dos, o Pemex las toma y recibe más financiamiento o Pemex las toma y hace farm outs y se asocia con empresas que van a poner el capital y la tecnología. O si Pemex dice, no, no, ni así las quiero yo porque yo tengo otras cosas más importantes y más rentables, pues pasar a una licitación donde se asignen a compañías que vayan a poner la inversión y la tecnología. Lo que no se me hace correcto es tenerlas ahí esperando cuando sí tienen potencial.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. ¿No hay otro comentario? Por favor Secretaria, nos podría leer la propuesta de acuerdo.”





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.09.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina la improcedencia del inicio del procedimiento administrativo de sanción a Pemex Exploración y Producción por la posible infracción de lo establecido en 95 títulos de Asignaciones de Resguardo.

### **ACUERDO CNH.E.09.002/19**

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, V, XXIV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 11, 13, fracciones VI, inciso d, XI y XIV 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 determina la improcedencia del inicio del procedimiento administrativo de sanción a Pemex Exploración y Producción por la posible infracción de lo establecido en 95 títulos de Asignaciones de Resguardo.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:27 horas del día 14 de febrero de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Novena Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



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 América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva