



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### VIGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:04 horas del día 29 de mayo del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como el licenciado Ernesto Beltrán Nishizaki, Director General Adjunto en la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Vigésima Primera Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida mediante oficio número 220.0287/2017, de fecha 26 de mayo de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

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

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de 4 Asignaciones de exploración.
- II.2 Opinión sobre el Modelo de Contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la Cuarta Licitación de la Ronda 2.

#### II.- Asuntos para autorización

#### II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 1 de 4 Asignaciones de exploración.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado doctor Moreira, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Comisionado Presidente, compañeros Comisionados. La modificación solicitada consiste en reconfigurar la superficie de la asignación AE-0082, cediéndole áreas de tres asignaciones colindantes: AE-0076, AE-0078 y AE-0080.

Nosotros recordamos que se le dio una opinión favorable a SENER para el otorgamiento de la asignación AE-0110 en la Décimo Novena Sesión Extraordinaria del 23 de mayo del 2017 con la restricción de hacer un farmout. Esta área, la AE-0110, y la nueva AE-0082 y AE-0077 tienen la posibilidad de crear un clúster si así lo decide SENER para aumentar el valor estratégico a la hora de buscar posibles asociaciones o farmouts. Pensamos nosotros que la formación de este clúster incrementa el valor estratégico para el Estado mexicano. Entonces yo quisiera aquí con la venia del Comisionado Presidente que nos permitiera pedirle al doctor Faustino Monroy el resultado de su evaluación técnica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Ponemos a su consideración de este Órgano de Gobierno la opinión técnica que se daría a la Secretaría de Energía respecto a la modificación del anexo 1 de estas cuatro asignaciones que el doctor Moreira ha descrito. Nada más para recordarles, esto es en lo que es aguas profundas, en Cinturón Perdido, donde tenemos seis éxitos ya exploratorios y varias oportunidades como lo van a ver en el transcurso de la presentación. Con permiso del Comisionado Presidente, le sirvo la palabra a la ingeniera Jennifer Elliott, ella es Subdirectora de Información Técnica Económica de lo que es la parte de dictámenes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniera.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Gracias Comisionado. Comisionados, buenas tardes. El día de hoy les voy a presentar el trabajo realizado por la Dirección General de Dictámenes de Exploración que se deriva de la reconfiguración de cuatro asignaciones como ya bien mencionó el Comisionado Moreira. Para esto partimos del punto en que la Secretaría de Energía otorgó a PEMEX cuatro asignaciones que se enlistan como AE-0076-Cinturón-Plegado-Perdido-02, AE-0078-Cinturón-Plegado-Perdido-04, AE-0080-Cinturón-Plegado-Perdido-06 y AE-0082-Cinturón-Plegado-Perdido-08.

La Secretaría de Energía tuvo a bien modificar estas asignaciones, primero la AE-0076, a fin de que consideraran sus límites con el límite internacional entre México y los Estados Unidos y posteriormente las otras tres a fin de que se incluyera el porcentaje contenido mínimo que deberían de cumplir. Posteriormente, PEMEX presentó antes esta Comisión los planes de exploración modificados para las asignaciones AE-0082 y AE-0080, mismos que fueron aprobados por este Órgano de Gobierno mediante las resoluciones CNH.E.77.001/16 y CNH.E.06.001/17 respectivamente.

El motivo de esta opinión surge de la solicitud de la Secretaría a fin de que emitamos opinión técnica respecto a la modificación del anexo 1 de estas cuatro asignaciones en lo que se refiere a los vértices que delimitan estas asignaciones. Esto lo hizo el 11 de mayo y posteriormente el 19 de mayo nos envió los elementos técnicos que justifican dicha modificación. A partir de este momento, la Dirección General de Dictámenes de Exploración comenzó la evaluación para emitir la opinión técnica que se somete a su consideración esta tarde. La siguiente por favor.

Como ya lo mencionó el doctor Faustino, en esta asignación se han perforado diversos pozos que han sido productores de aceite y gas, así como otros que han sido productores no comerciales y otros cuyo resultado ha sido invadido y otros dos más que están en perforación. El área total de esta asignación es de 2,106 km cuadrados y el objetivo de la propuesta de modificación es reconfigurar esta misma área donde PEMEX ya cuenta con derechos para la exploración y extracción, de manera tal que sea posible agrupar determinadas estructuras en una sola asignación.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

La propuesta de modificación consiste en que la asignación AE-0082 amplíe su superficie en un 30% de tal manera que de 916 km cuadrados con los que cuenta actualmente quede con una configuración de 1,196 km cuadrados. Esta asignación recibiría un aporte de las asignaciones siguientes: De la asignación AE-0072 reduciría su área en 9.73 km cuadrados que serían incluidos en la asignación AE-0082. La asignación AE-0078 incrementaría al noroeste, al noreste perdón, 71 km proveniente de la asignación AE-0082, pero por el contrario hacia el sur estaría reduciéndose por otros 71 km que serían cedidos a la asignación AE-0082. De tal manera que en balance de superficie esta asignación permanece prácticamente igual. Y finalmente en la asignación AE-0080 también estaría disminuyendo su superficie en 269 km que serían cedidos también a la asignación AE-0082, de tal manera que toda esa superficie que tenemos aquí sería la resultante. La siguiente por favor.

La motivación de las modificaciones propuestas parte de dos supuestos. El primero es el interés de la Secretaría de fomentar núcleos de desarrollo en aguas profundas a fin de garantizar el abasto de hidrocarburos a la nación y por otro lado el interés de PEMEX de manejar los recursos descubiertos con los pozos Supremus, Maximino y Nobilis dentro de una sola asignación, principalmente dentro de una asignación que es la 82 y es la que está ampliando su superficie que, conforme a la opinión que se dio anteriormente para la asignación en caso de éxito la asignación 110 y que en conjunto con la asignación 77 podrían formar un clúster que podría migrarse a un farmout.

Por otro lado, la Secretaría pide también opinión respecto al impacto que esta configuración podría tener en los planes de exploración. En este sentido los planes de exploración están acotados al primer periodo de exploración que abarca de agosto de 2014 a agosto de 2017 y que prácticamente nos encontramos en la recta final. Asimismo, PEMEX ha hecho reportes de sus actividades para 2014, 2015 y 2016 en donde prácticamente ha reportado la ejecución de la mayoría de las actividades. En este sentido me gustaría dar otros datos más puntuales. Para la asignación AE-0082 se contempla la perforación de cinco pozos, de los cuales cuatro han sido perforados. Estos son Milus-1, Alaminus,-1, Maximino-1DL y Nobilis-101 y uno más en cuanto a perforación que es Maximino-2001 y se refiere a ese que quedaría en la porción central de la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

asignación AE-0082. En términos de estudios se tienen programados en el plan 24 estudios, de los cuales 22 han sido realizados en el periodo 2014-2016 y dos más están asociados a la perforación del pozo Exploratus, perdón, el pozo Maximino-2001. El plan de exploración vigente para la asignación 76, que quizá no se alcanza a apreciar mucho porque tiene una dimensión de un kilómetro por quince y va paralela al límite internacional, contempla únicamente la realización de tres estudios exploratorios de carácter regional, mismos que ya han sido reportados como realizados.

El plan de exploración de la asignación AE-0078 que es esta de aquí contempla el procesado de 880 km cuadrados de información sísmica 3D, misma que ya también fue reportada como realizada en 2015 y la ejecución de seis estudios exploratorios de carácter regional de los cuales ya han sido realizados en su totalidad. Para la asignación AE-0080 contempla la perforación de cuatro pozos, de los cuales tres han sido perforados, esos son Exploratos-101, Exploratus-1DL y Maximino-101 y uno se encuentra en proceso de terminación y abandono temporal al suroeste de la asignación y sería este que vemos aquí. En cuanto a estudios exploratorios, se tenían programados 26, de los cuales 21 han sido reportados como realizados en el periodo 2014-2016, mientras que de los cinco restantes tres son de carácter regional y dos más están asociados al pozo en perforación Exploratus-2DL. También considera el procesado de 2,307 km de sísmica 3D, los cuales han sido concluidos de acuerdo al informe mensual del proyecto Ares PMX-MX-157-N1-3397.

En términos de actividades aprobadas en los planes de exploración vigentes, el periodo comprendido del 27 de agosto de 2014 al 27 de agosto de 2017 no existe inconveniente para llevar a cabo las modificaciones propuestas, toda vez que aquellas que pudieron haber sido afectadas por la reconfiguración de los límites han sido reportadas como realizadas, mientras que las que se encuentran en proceso de ejecución no requieren la modificación de los planes de exploración. La siguiente por favor.

Por lo anterior, la Dirección General de Dictámenes de Exploración considera viables y necesarias las modificaciones al anexo 1 de las cuatro asignaciones, toda vez que integrarían dentro de sus límites los yacimientos y estructuras geológicas de edad Eoceno Inferior, Oligoceno, descubiertas con la perforación de los pozos Alaminos-1, Mirus-1,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Maximino-1, Maximino-1DL, Maximino-101, Supremus-1, además de los prospectos Acro y Chachiquin-1. Lo anterior considerando la necesidad para PEMEX de establecer en este tipo de proyectos integrales y a corto plazo alianzas tecnológicas que permitan completar la fase de exploración e incorporación de reservas, así como el desarrollo de los descubrimientos en aguas profundas del Golfo de México. Una vez que las asignaciones hayan sido modificadas y otorgadas a PEMEX, este deberá presentar a la CNH los nuevos planes de exploración que correspondan en el contexto de un periodo adicional de exploración. Sería todo Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniera Elliot. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más quería hacer una anotación: Que a medida que se ha conocido más de la parte de exploración, a medida que tenemos más información, eso nos ha también permitido ir perfeccionando la manera en que se hace pues si ustedes quieren los bloques, los que se hacen las estructuras y quería regresarme a una cosa que estaba ahorita aquí checando con la doctora Alma América. ¿Quieren dar una para atrás?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que es mejor doctor con el apuntador del mouse, así lo hace nuestros...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, perdón. Es que es muy interesante por ejemplo ver esto, la lógica que tiene el haber hecho esto. Aquí hay una formación que va a permitir una explotación de una manera más eficiente. Pero aquí queda otra formación y entonces en realidad estamos haciendo...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor, a ver si podemos poner en pantalla por favor la lámina para que quienes nos hacen el favor de vernos por internet. Doctor, podría repetir sus trazos por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- O anteriormente en la otra se ven sus estructuras.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si nosotros vemos esto. Esta es la asignación que está siendo modificada, pero si ustedes ven aquí tiene una lógica de formación digamos geológica y lo que queda, esta nueva asignación con nuevas fronteras, también tiene una lógica aquí de digamos estructuras geológicas que se pueden hacer al mismo tiempo. Entonces hay una lógica digamos de tipo técnico muy fuerte detrás de hacer esta reorganización de las asignaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, gracias. Comisionado Franco y luego Comisionado Pimentel.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, ¿pueden regresar una lámina? Esa, que es donde se ven las estructuras, lo que decía el Comisionado Moreira. Ahí – digo, nada más para que me quede un poco más claro, ¿lo vas a acercar verdad? – la asignación 082 es la que crece y otras asignaciones, las otras tres, le dan un poco de área con la finalidad de que con la información que hemos tomado, que se ha tomado en esas áreas, se puedan tener estructuras completas dentro de cada asignación. ¿Es eso?

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- En ese caso sería la mayor parte de las estructuras que sería complementada con la 77 y en caso de que se otorgue la 110.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿La que, perdón?

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- La 110.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- La que se opinó hace una semana, ¿no?

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Así es.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más para aclarar. En esta asignación efectivamente se le cedió toda esta parte. Sin embargo en esta otra que es





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la 78, la que está acá arriba, básicamente se le quitó una parte y se le cedió otra, de tal manera que esta 078 quedó prácticamente igual en términos de área.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y una última. Comentabas ingeniera que deben presentar sus planes de exploración ya con las áreas modificadas.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Así es.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero ese tiempo ya se venció, ¿no? Entiendo que esas asignaciones se vencen en agosto del 2017. ¿Ahí que sería? ¿Que ya vengan con un plan, con una solicitud de ampliación de la segunda etapa de exploración pensando que ya acreditaron el trabajo que tenían en el original?

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Así es. A la fecha PEMEX ha solicitado que se tenga por acreditado el compromiso mínimo de trabajo de estas cuatro asignaciones, entre otras. Asimismo ha presentado los planes de exploración para el periodo adicional de la 80 y la 82 conforme a los límites geográficos vigentes a la fecha. En este caso, estos planes si ocurre digamos en sincronía con el proceso de evaluación, PEMEX tendría que replantear las actividades de exploración o en su caso si los planes están aprobados antes de que se lleve a cabo la modificación de estas áreas, tendría que presentar los ajustes correspondientes.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. Supongamos que hoy se aprueba la modificación de estas cuatro asignaciones. ¿Tienen que presentar un plan adecuado a esta modificación y ya incluir su periodo adicional de exploración? ¿O no? ¿O nada más un plan para de aquí a agosto?

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- No. Digamos, el plan vigente que ya está por concluir, porque prácticamente todas las actividades comprometidas ya fueron ejecutados, no se ve impactado por la reconfiguración de límites. El plan que PEMEX deberá de presentar para el periodo adicional sí deberá ser acorde a la propuesta de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

configuración a los límites una vez que sea oficializado mediante los títulos de asignación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. ¿Alguna otra? Ah, perdón Comisionado Pimentel, usted levantó la mano.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente. Yo sólo para tenerlo claro también de la tónica del Comisionado Franco. En la, digamos, en la parte derecha en esta misma lámina, ahí están dos localizaciones que son Nobilis y Maximino. No sé exactamente si son localizaciones o son pozos, pero en el proyecto de resolución una de las partes fundamentales de la motivación del documento es que lo que queremos es en efecto hacer más grande digamos la asignación 8 reduciendo la 2, 4 y 6 que la circunda. Pero en esta parte, entiendo, no estamos reduciendo ninguna asignación. Entiendo de que se trata de la asignación 3 de Cinturón Plegado Perdido. Nada más quisiera tenerlo claro. Esta parte que es como un cuadrito.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- Esa es la 0077-Cinturón-Plegado-Perdido-03.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es la 03. Y esa no la estamos tocando en este proyecto.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- No, no la estamos tocando.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Y no tendríamos que tocarla? Si para efecto de agrandar la 8 y que quede ahí dentro Nobilis y Maximino.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Ese es un segundo paso pues, un tercero.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digo, no lo sé.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Bueno, realmente digamos esta estrategia se está llevando en dos pasos. El primer paso es justamente hacer más grande la asignación 82. Ya lo habían dicho, hay tres alineamientos estructurales aquí. El alineamiento Supremus-Maximino, luego todo el alineamiento Maximino-Nobilis y luego toda la estructura que todavía está pendiente de explorar que es Chachiquín y que aquí vemos, vamos, los colores rojos son los más altos y son los ejes de las estructuras. De tal manera que el primer paso es meter todos estos pozos descubridores que se mencionaron, así también como las estructuras y en un segundo paso sería integrar también esta asignación y la asignación futura que todavía no se da es justamente esta que viene aquí. De tal manera...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdóneme doctor. Es de ahí hacia abajo la futura, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- La futura es esto, sí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pero es de ahí hacia abajo.

SUBDIRECTORA DE ÁREA, INGENIERA JENNIFER ELLIOTT CRUZ.- No, hacia el noreste.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No, hacia arriba.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Entonces cuál es la tres?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Encierra y encierra esto, de tal suerte que la estructura denominada Chachiquín, viene, aquí este es un prospecto todavía no se perfora, se va a perforar en algún momento y toda esta estructura se extiende hasta acá. De tal suerte que esa opinión favorable que se dio para





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

una asignación nueva hace una semana pues es justamente esta asignación, con lo cual se está encerrando o se está integrando a todo este conjunto, este conglomerado de asignaciones, todas estas estructuras. La estructura Chachiquín que va en el futuro cercano justamente a integrarse más estas dos, Nobilis y Supremus-Maximino que se extiende hasta acá.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver si entendí. Entonces de aprobarse esta modificación de asignación, del polígono digamos de la asignación, ésta más la que se opinó favorablemente la semana pasada, ¿juntas serían el farmout, digo, eventualmente?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Eventualmente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿No? No es sólo ésta, sino está más la que se opinó favorablemente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad son tres asignaciones. O sea, la asignación que se está opinando en este momento, la modificación de lo que nos platicaron; la pequeña, la amarilla que está en el centro, esta.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Esa es la tres?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esa es una segunda. Y la que se opinó como nueva asignación es la tercera. O sea, hay tres asignaciones.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver. Yo propondría hacerlo explícito en la resolución de manera que ya no quedara duda. Entiendo que es una decisión que compete a PEMEX, a PEMEX a la Secretaría de Energía y eventualmente a esta Comisión conducir la licitación. Pero digamos, la decisión de poder asociarse para llevar a cabo un farmout entiendo que sería de PEMEX, pero ya lo ha hecho explícito, ¿no?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo ha hecho explícito Comisionado, no obstante cuando este Órgano de Gobierno aprobó que se otorgara la asignación adicional de la estructura que baja de Chachiquín, este Órgano de Gobierno, toda vez que tiene la facultad de aprobar o no la nueva asignación condicionó la aprobación a una asociación en donde el tercero sea el operador.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que aquí estaríamos bajo la misma lógica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En el mismo supuesto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Entonces...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón, termine usted.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, bueno, termino sugiriendo eso. Si estamos hablando de lo mismo en el proyecto de resolución no decimos nada al respecto. Se dice pues ahí, pero por lo menos no me quedó tan claro que estuviéramos hablando del mismo proyecto de asociación y de que son tres asignaciones y no una. Quizá valdría la pena hacerlo explícito que se trata de tres, una de las cuales es la que ya condicionamos la semana pasada.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Lo hacemos explícito por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y concluyo yo presidente en el tema de los planes de exploración. En el proyecto se dice que no se alteran los planes de exploración, por lo que Petróleos Mexicanos no deberá presentar, lo cual entiendo es así. Pero con miras al plan, al periodo adicional de exploración, PEMEX tendrá que presentar un plan con estos ajustes. También sugeriría que para evitar confusiones se diga que no se debe presentar plan de exploración por lo que hace a este periodo, pero para el periodo adicional evidentemente tendrá que presentarse el plan





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tomando en cuenta estos ajustes. Y ya quedamos digamos más claros creo yo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, creo que en la teoría nos queda claro cuál es el propósito de esto. O sea, todos lo entendemos. La sesión previa aprobamos la opinión para que la Secretaría de Energía otorgara una nueva asignación que junto con esta se reconfiguran de tal forma que podamos tener un proyecto que pueda ser objeto de un farmout con el propósito de licitarlo y buscar un socio que invierta junto con PEMEX en este proyecto.

Sin embargo, creo que esto no está quedando obviamente claro. Como lo decía el Comisionado Pimentel, coincido completamente con él. A la hora de que uno lee la resolución y es así también en el dictamen técnico, pareciera que, primero no tenemos el antecedente luego no explicamos porque lo estamos haciendo y por último no concluimos cual es el propósito que va a llevar al final a esta decisión que estamos tomando. Como lo decía el Comisionado Presidente, en la resolución previa establecimos como recomendación a la Secretaría de Energía que condicionara esta nueva, la nueva asignación que aprobamos a un proyecto de farmout por parte de Petróleos Mexicanos. Yo creo que esa misma recomendación deberíamos de repetirla aquí amén de agregarle todos estos antecedentes que nos permiten poder comprender el proyecto a cabalidad sin necesidad de irnos a la resolución anterior. Eso por un lado desde el punto de vista descriptivo de la resolución.

Adicionalmente, me parece que está faltando una debida motivación y fundamentación. Ya utilizamos el artículo sexto para decir que, el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos, para decir, que es en base a cuál estamos tomando la decisión de modificar, en este caso modificar, un grupo de asignaciones. Eso para decir que tenemos facultades para opinar respecto a la modificación. Pero luego ya cuando nos vamos a razonar los motivos por los cuales uno de los supuestos del reglamento de la Ley en el artículo 16, uno de los supuestos para sustentarnos en cuál de ellos estamos utilizando para justificar el visto bueno o la opinión favorable de la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

modificación de este grupo de asignaciones. Y en lugar de sustentarnos en el 16 que aquí se menciona, nos vamos al 29 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados. Entonces como que no hay una secuencia y una debida fundamentación de la resolución que estamos emitiendo el día de hoy. Entonces yo quisiera que, independientemente del sentido de nuestro voto, sí se tomaran en cuenta estas recomendaciones para poder modificar con esa lógica el dictamen.

Porque inclusive fuimos muy enfáticos en tratar de explicar que este proyecto es porque al Estado le conviene, porque es benéfico para el Estado y la redacción que aquí se nos está proponiendo habla de que en los términos del apartado tal “las modificaciones se proponen – y sigue diciendo – por lo que es interés de Petróleos Mexicanos”. O sea, el interés puede ser de Petróleos Mexicanos, sí es legítimo, pero nuestra decisión no está en base a ese interés, nuestra decisión está en base al interés del Estado para tener una mayor producción y garantizar el abasto en un proyecto determinado. Entonces yo creo que estas ideas deben de ser – en mi concepto y lo pongo a su consideración – plasmadas en forma lógica para entender la resolución sin necesidad de irnos al antecedente de la autorización previa que hicimos del otorgamiento de una nueva asignación en esta misma zona.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente de acuerdo con los dos Comisionados. Entonces necesitamos hacer ajustes a la motivación y al cuerpo de la resolución final.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, pregunto Comisionados si eso puede ser como parte de la resolución que votemos o que se presente nuevo proyecto.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En mi opinión, la resolución puede ser en los términos que ordene el Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, perfecto.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Aprobamos la modificación, lo que así lo consideren, ordenando que la resolución se ajuste a los comentarios emitidos durante la sesión.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que la opinión es favorable.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es, exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces si les parece Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo en el acuerdo pediría que se hagan todos los cambios y que se le manden otra vez a los Comisionados para ver si es efectivamente lo que estaban proponiendo para no hacer la interpretación de la interpretación. Decir, "aquí está y ahí va".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. A ver Comisionado Acosta, me quedó una duda ahorita que usted comentó sobre la recomendación en este caso a que esto se instrumente a través de un farmout. Como estas son modificaciones, aquí si es una opinión simple de la CNH. Cuando es una asignación adicional como la anterior, ahí es – dice la Ley – una opinión con visto bueno, es decir una aprobación. Ahí si yo entendí correctamente, ahí la facultad la vez pasada fue aprobamos sujeto a esta condición. ¿Estoy en lo correcto?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, sí, es correcto. Yo aquí a lo que me refería es aprobar con la recomendación, o sea, porque al fin y al cabo...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Amerita el caso.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Recomendación únicamente porque la idea es que todo este proyecto vaya a un farmout, en el primer caso lo podemos condicionar. En este caso yo creo que podemos hacer la recomendación que empataría con la condicionante que emitimos en la asignación previa que dimos visto bueno.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, quedo claro. Le agradezco Comisionado. Comisionado ponente, a ver, entonces les propongo que el licenciado Beltrán dé lectura a la propuesta de acuerdo y que establezcamos como acuerdo de Órgano de Gobierno que se incorporará en la motivación y el cuerpo de la resolución las observaciones vertidas por el Comisionado Pimentel y el Comisionado Acosta, mismas que circularemos para la revisión de todos los Comisionados. ¿Les parece bien? ¿Si? Comisionado Franco, ¿usted levantó la mano? ¿No? Bien. Entonces con esa precisión por favor licenciado dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.21.001/17**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del anexo 1 de 4 Asignaciones de exploración.

#### **ACUERDO CNH.E.21.001/17**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que se emite opinión técnica a la Secretaría de Energía respecto de la propuesta de modificación del anexo 1 de las siguientes Asignaciones de Exploración:

- AE-0076-M-Cinturón Plegado Perdido-02
- AE-0078-M-Cinturón Plegado Perdido-04
- AE-0080-M-Cinturón Plegado Perdido-06
- AE-0082-M-Cinturón Plegado Perdido-08





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## II.2 Opinión sobre el Modelo de Contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la Cuarta Licitación de la Ronda 2. JCZM.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.  
Ingeniero Fausto, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionado Presidente. Buenas tardes a todos, Comisionada y Comisionados. El tema que nos compete el día de hoy es emitir la opinión sobre el modelo de contratación para la cuarta convocatoria de la Ronda Dos. Siguiendo por favor.

En este sentido el 22 de mayo del 2017 la Secretaría de Energía solicitó a esta Comisión la opinión técnica con respecto al modelo de contratación para la cuarta convocatoria de la Ronda Dos. Básicamente esta convocatoria corresponde a áreas en aguas profundas y en zonas terrestres no convencionales. Dentro de esta solicitud la Secretaría de Energía propone como modelo el contrato de tipo de licencia. Esta solicitud se remite en términos del artículo 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos que básicamente establece que con respecto a los contratos de exploración y extracción corresponde a la Secretaría de Energía establecer el modelo de contrato con opinión de la Secretaría de Hacienda y opinión técnica también de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En ese sentido, dentro del material que se nos entregó, la Secretaría de Energía lo divide en tres componentes principales donde le da el





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

componente técnico/operativo, de la justificación a favor del modelo de licencia en términos de que este permitiría un mayor control por parte del operador, lo que permitiría generar una mayor eficiencia hacia este operador en términos de la toma de decisiones y en particular considerando que se trata de proyectos para una parte de ellos en yacimientos no convencionales. Por ende, también nos menciona la Secretaría de Energía que el riesgo de ejecución recae principalmente en el contratista porque no existiría una recuperación de costos asociados a estos proyectos.

Y dentro de las ventajas administrativas que se establecen aparecen tres. La primera de ellas es la flexibilidad en términos de los procedimientos de operación y administrativo. Obviamente la carga administrativa en el manejo de un contrato de licencia es mucho menor que para otros tipos de contratos. Por ende también se minimizarían los costos administrativos en los que incurriría tanto el contratista como el Estado y facilitaría el uso eficiente de lo que serían recursos humanos y financieros por parte de los contratistas.

Otras de las ventajas que se nos mencionan dentro del documento que se nos fue entregado es que no existe la necesidad de comercializar hidrocarburos por parte del Estado. Básicamente esto nuevamente se traduce en la reducción de procesos y procedimientos administrativos y los costos relacionados con los mismos. El Estado no pierde el control sobre la aprobación de los planes y el cálculo y la verificación de las contraprestaciones correspondientes. Y a través de las contraprestaciones definidas y el mecanismo de ajuste sería posible crear un balance entre lo que es la renta esperada por parte del Estado y el riesgo en el que incurriría el contratista. Y finalmente el Estado de cualquier manera mantiene las facultades de supervisión sobre este tipo de contrato.

Entonces eso fue parte de los antecedentes que nos subministró la Secretaría de Energía. Entonces lo que hicimos aquí por ser una opinión técnica que abarca principalmente lo que son áreas con yacimientos no convencionales y con las áreas de aguas profundas, tomamos consideraciones técnicas que son específicas para cada una de estas áreas. Entonces en específico para el caso de las zonas terrestres no convencionales una de las consideraciones técnicas que tomó nuestra área





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

fue el limitado conocimiento geológico que se tiene y esto se traduce en una mayor certidumbre, incertidumbre perdón, en casos de proyectos terrestres no convencionales. Otro de los puntos que consideramos dentro del área es que la explotación de este tipo de yacimientos requiere la aplicación de tecnologías especiales, por ejemplo, como perforaciones horizontales, disposición específica de fluido, manejo de agua, etc.

Adicional a esta otra de las consideraciones que tuvimos fue la rentabilidad afectada por variaciones del precio de hidrocarburos. Este tipo de proyectos, sobre todo en no convencionales, son muy susceptibles a precios. Otro de los aspectos que tomamos en cuenta es que se requeriría del desarrollo de infraestructura específica y una perforación de una gran cantidad de pozos para mantener producción. Y finalmente pues obviamente existe la incertidumbre de todos los costos asociados dependientes del precio y de la infraestructura y la perforación de pozos que se tengan que hacer para el desarrollo de este tipo de campos y de yacimientos. Eso para el caso de terrestres no convencionales. Para el caso específico de no convencionales, pero que son específicamente de gas no asociado, una de las principales consideraciones técnicas que tomó el área a mi cargo es que en la región norte del país la infraestructura existente está limitada al desarrollo actual de proyectos de gas convencional, lo que implicaría por lo tanto que sería necesaria la construcción de infraestructura adicional para mantener la nueva oferta o la nueva producción que sería incorporada a través de estos proyectos. Siguiendo por favor. Eso es para el caso de los terrestres no convencionales.

Sin embargo dentro de la clasificación de estos terrestres no convencionales quisimos tocar un poco a mayor nivel de detalle lo que sería el caso de Chicontepec. En este sentido fueron principalmente tres las consideraciones que evaluamos. La primera de ellas es básicamente que en esta zona de Chicontepec los yacimientos son considerados de baja permeabilidad con estructura compleja y con un alto contenido de arcilla. Derivado de eso, los pozos que normalmente se perforan en esta área son pozos considerados con baja productividad, por lo que presentan retos técnicos y económicos para la extracción. Y finalmente derivado de esta baja rentabilidad de los campos en Chicontepec los contratistas deberían de estar sujetos a una optimización constante de los costos, lo que por ende – como ya lo había mencionado en la lámina anterior – requeriría la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

aplicación de determinadas tecnologías para el correcto desarrollo de este tipo de yacimientos.

Algo que me gustaría puntualizar en esta lámina es que uno de los documentos que nos sirvió como base para emitir la opinión técnica, en específico para esta parte de yacimientos no convencionales, fue el proyecto o el estudio que se realizó en el 2010 por parte de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos donde básicamente se evaluaron los principales retos asociados a esta área de Chicontepec o como también es conocida como aceite terciario del Golfo, ¿no? Donde ahí básicamente se establecieron como principales retos obviamente la precisión de recursos y reservas asociadas a estos, a estas áreas, perdón, la complejidad en términos de conocimiento del subsuelo por el tipo de estructuras y tipo de yacimientos que ahí se encuentran. Y obviamente esto converge en la consolidación de una etapa de aprendizaje ¿no? El hecho de pasar inmediatamente a una etapa exploratoria de desarrollo y no tener un conocimiento adecuado de las áreas que se manejan dentro de Chicontepec.

Otro aspecto importante que ya lo hemos venido mencionando es la correcta selección de las tecnologías adecuadas para la explotación de este tipo de yacimientos y que por ende tendría que traducirse en un control de costos y una logística eficiente. En conjunto o en su conjunto la opinión que en su momento se emitió a través de este estudio es que los proyectos dentro del área de Chicontepec podrían ser considerados como proyectos de una madurez baja precisamente porque se tienen todas estas características y todavía ven esta falta de conocimiento. Por lo que se tomaron en cuenta todas estas consideraciones para emitir la opinión técnica. Eso es con lo que respecta a las zonas de no convencionales.

Y ya en específico para la parte de zonas en aguas profundas aquí básicamente nos enfocamos en tres componentes principales. El primero de ellos también es un limitado conocimiento geológico de las áreas donde se pretende sacar las licitaciones de la Ronda 2.4. ¿Por qué decimos esto? Porque, independientemente de la experiencia que se tiene al día de hoy en la perforación y en la exploración de aguas profundas en México, la experiencia que tenemos es limitada sobre todo en la parte del desarrollo de campos ya cuando nos movemos a la etapa de desarrollo, lo cual





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

requiere de ciertas tecnologías de una alta especialidad asociadas a ciertas inversiones y gastos de operación bastante elevados. Y finalmente – similar a lo que ocurre en no convencionales – pues se requiere que los contratistas que estén dispuestos a participar en esta convocatoria pues tomen decisiones operativas y de inversión de manera oportuna de acuerdo a las condiciones que presenten a lo largo de la ejecución de proyectos. Entonces en resumen, esas fueron las consideraciones técnicas que tomó el área y aunado a esas consideraciones técnicas la otra cosa que hicimos fue evaluar para la modalidad del contrato de licencia las ventajas que nosotros vemos en términos de este tipo de contratos.

Entonces la primera de ellas es la flexibilidad en la operación derivado de que los presupuestos y programas que se aprueban son de tipo indicativo. Al no existir una recuperación de costos, básicamente los contratistas serán los responsables de tomar las decisiones necesarias para asegurar la rentabilidad del proyecto como tal. El Estado no participará directamente en el riesgo asociado a los proyectos, es responsabilidad neta de los contratistas. La otra parte que consideramos que es bastante importante es la optimización de costos de administración tanto por parte del contratista como por parte del Estado en términos de todo lo que conlleva dar un seguimiento adecuado por tipo de contrato. Número cinco, la Comisión mantiene sus facultades de aprobación de planes y de supervisión para asegurar que las actividades que son aprobadas o autorizadas por esta Comisión se realicen bajo las mejores prácticas internacionales y en apego a la normatividad aplicable y esto siempre a través de la maximización del valor de los hidrocarburos para el Estado. Otra de las ventajas que vemos es la responsabilidad de comercialización sería del contratista. Esto nuevamente se traduce en la reducción de procedimientos administrativos para el Estado. Y al final del día todo esto se traduce en una mayor flexibilidad tanto para el operador petrolero/contratista como para la Comisión. Y pudiendo el contratista tomar las mejores decisiones para la incorporación de nuevas tecnologías dependiendo del área contractual en la que decida trabajar.

Así como se tomaron en cuenta todas estas justificaciones o consideraciones jurídicas y ventajas que le veíamos al modelo de contratación de licencia, tuvimos el apoyo de la Dirección General de Contratos correspondiente a la Unidad Técnica... perdón, a la Unidad





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Jurídica, donde básicamente nos mencionan que el modelo de contrato es legalmente viable en virtud de lo siguiente:

La primera de ellas de acuerdo al transitorio cuarto del decreto a la Reforma Constitucional en Materia de Energía donde prácticamente se establecen las modalidades de contratación tanto de servicio, contratos de servicios, contratos de utilidad, producción compartida o licencia. Y de igual manera con base a la normatividad aplicable en el artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos que señala los tipos de contratos que son viables, que establece los cuatro que ya mencioné anteriormente. Y en el título segundo, capítulo primero, de la sección primera de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que básicamente establece las contraprestaciones asociadas a estos contratos. Por un lado, las contraprestaciones asociadas a favor del Estado, como serían la cuota contractual, las regalías y las contraprestaciones asociadas al valor contractual del hidrocarburo y por otro lado las contraprestaciones asociadas a favor de los contratistas, que es básicamente la transmisión onerosa de los hidrocarburos, siempre y cuando estén al corriente en sus otras obligaciones ¿No?

Derivado de lo anterior, la conclusión o la opinión en términos de la opinión legal es que el modelo de contratación de licencia para las áreas contractuales en yacimientos no convencionales y aguas profundas a licitar propuesto por la Secretaría de Energía se encuentra previsto en el Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, en la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, así como la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resulta procedente en términos jurídicos. Y en lo que respecta a la opinión técnica, el modelo de contratación de licencia propuesto por la Secretaría de Energía es viable y representa la opción que ofrece las mejores condiciones tanto al Estado como a los futuros contratistas. Y lo anterior, considerando las características técnicas, operativas y administrativas de las áreas que formarían parte de esta convocatoria. Eso sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Álvarez. Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Comisionado Acosta.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias Presidente. Bueno, en esta estructura que estableció la Secretaría de Energía o mejor dicho el marco legal que involucra a la Secretaría de Energía y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos donde compartimos facultades en este caso para la determinación del contrato, del modelo de contrato de cada una de las licitaciones que se vayan a emitir. En este proceso no siempre hemos estado de acuerdo. O sea, en un buen número de ocasiones la Secretaría de Energía nos ha propuesto para algunas licitaciones el modelo de producción, perdón, de producción compartida y nosotros hemos insistido en licencia. En esta ocasión pues el proyecto coincidimos. Coincidimos y yo por esta parte yo quisiera...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se propuso licencia.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Y nosotros estamos opinando por lo menos en el proyecto que se nos presenta licencia. Y yo en esta ocasión quisiera felicitar a la Secretaría de Energía por esta decisión que está tomando y al área, a las áreas técnicas y al ponente obviamente porque nos están mostrando en un documento relativamente sencillo la claridad con la que se debe tomar una decisión para efecto de decidir el modelo de contrato. O sea, nos están diciendo prácticamente porque la producción compartida debería ser un contrato excepcional. Debería de ser la última opción para que nosotros pudiéramos firmar un contrato con privados para hacer este tipo de actividades de exploración y extracción.

Aquí nos dicen que se motivan las eficiencias, hay un riesgo de inversión que está solamente del lado del privado, la comercialización no entramos en las complicaciones que estamos viendo en los temas de comercialización, hay una disminución, prácticamente es nula, de la creación de áreas burocráticas para administrar estos contratos. Y cuando hablamos de autorización de pagos y de verificación de proyectos y verificación de inversiones y facturas y todo eso, pues se abre un espacio inclusive para actos que son poco claros en el proceso de aprobaciones. Entonces me parece pues que este es un ejemplo porque debería de ser prácticamente siempre el modelo de contratación de licencia con una excepción quizás: Que en todos aquellos casos que se establezca licencia,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

el Estado debería de mantener la posibilidad de que por una situación de emergencia se le entregara el producto en especie.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La contraprestación.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- La contraprestación en especie. Es decir, porque también la crítica pudiera ser de que la licencia implica que el productor privado se va a llevar siempre el hidrocarburo y nada más nos entrega el producto de la venta. Entonces con una cláusula que estableciera que en los casos fundados que el Estado mexicano determine, el hidrocarburo en especie puede ser entregado al gobierno mexicano. Entonces, digo, me pareció la explicación lo más claro que hemos visto hasta el momento porque este tipo de contratos es tan conveniente y porque el de producción compartida es precisamente todo lo contrario a lo que acabamos de escuchar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Colegas, ¿algún otro comentario? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, unirme a la felicitación al equipo técnico sobre la opinión o el trabajo que hicieron para opinar sobre este modelo de contrato. Y también platicar un poco sobre... en diciembre del año pasado para el modelo de contratación de Ayín que en ese caso era producción compartida emitimos una recomendación que era más o menos así de que tuviéramos la posibilidad en el caso de producción compartida en especie, pero que también se tuviera la posibilidad de que fuera en efectivo, como un acuerdo de las partes obviamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que existiera la flexibilidad en el contrato.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exactamente. Que es la flexibilidad entiendo que manifiesta ahorita el Comisionado Acosta y que en los contratos de licencia debería de ir también dado pues la seguridad que debemos tener desde el punto de vista energético en el país en algún momento. Y en esa recomendación que hicimos de Ayín, el modelo de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

contrato que ya nos presentan para Ayín ya considera la contraprestación en especie o en efectivo. Entonces se puede hacer, para este análisis complementarlo, hacer la misma recomendación que en los modelos de contrato para esta 2.4 agreguen una cláusula similar a la que ya tenemos en Ayín.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que el Estado tenga la opción de decirle al contratista con cierta anticipación, "de aquí en adelante o por este periodo quiero que la contraprestación sea en dinero".

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O en especie.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que el Estado tenga esa flexibilidad según le convenga al Estado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exactamente, exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muy bien. Yo me sumo a esa recomendación para que se incluya en este caso. Bueno, este es licencia, digamos en los futuros.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. No, desde ahorita.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, usted dice Comisionado que en este mismo de licencia.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, en el de producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, no solamente en los de producción compartida, sino usted dice en el de licencia.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En todo contrato que tengamos la CNH con un operador para la extracción de hidrocarburos se





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tenga la flexibilidad de que se pague la contraprestación en especie o en efectivo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, este sería – si estoy entendiendo su propuesta Comisionado – en este, en este caso con el que estamos de acuerdo con la Secretaría de Energía, es licencia digamos como mecanismo como contrato general con pago en dinero, salvo que te diga con cierta anticipación que quiero que me lo des en especie.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues es una opción interesante, yo no le veo inconveniente.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y te lo permite la Ley, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro, por supuesto que lo permite la Ley. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, bueno, justamente el tema era nada más darle, digo, desde la Constitución, ¿no? Si me lo permiten yo leería muy rápidamente el párrafo segundo del cuarto transitorio del decreto y reforma en materia de energía que dice, “la Ley establecerá las modalidades de las contraprestaciones que pagará el Estado a sus empresas productivas o los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos que hagan por cuenta de la nación. Entre otras modalidades de contraprestaciones deberán regularse las siguientes – y ya nos las exponían anteriormente – Primera, en efectivo para los contratos de servicios; segunda, con un porcentaje de la utilidad para los contratos de utilidad compartida; tercera, con un porcentaje de la producción obtenida para los contratos de producción compartida; cuarta, con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo para los contratos de licencia; o quinta, cualquier combinación de las anteriores”. Y entonces aquí es donde.....

↗

↘

↘

↘

↘





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entra la posibilidad.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ...Entra la posibilidad de que podamos sugerir a la Secretaría de Energía esta versión con la cual yo estoy totalmente de acuerdo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Además de la Constitución también está en la LISH en su artículo 26.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro. Pues muy bien. ¿Alguna reacción colegas a esta recomendación de los Comisionados? Bien, pues todos nos unimos a la recomendación aquí del Comisionado Franco y del Comisionado Acosta y del Comisionado Pimentel para que le recomendemos a la Secretaría de Energía que el Estado tenga esa opción de poder requerir la contraprestación en especie dentro de estos contratos de licencia cuando así lo determine el Estado ¿No? Para el contratista, bueno, yo creo que es irrelevante si la contraprestación. Digo, tiene el mismo valor económico de una forma o de otra. Pues muy bien, entonces incorporamos esa recomendación abogado. Muy bien ¿Les parece entonces damos lectura a la propuesta de acuerdo? Adelante."

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

#### **ACUERDO CNH.E.21.002/17**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión respecto del modelo de contratación para la Cuarta Licitación de la Ronda 2.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:02 horas del día 29 de mayo de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Primera Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

Ernesto Beltrán Nishizaki  
Secretario para esta sesión