



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:05 horas del día 12 de junio 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 Cuarta Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0390/2017, de fecha 9 de junio 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 con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, propuso 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 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 Precisión respecto del cargo en la CNH del Coordinador del Comité Licitatorio, de la Licitación CNH-R02-L01/2016.
- II.2 Modificación de estructura de Licitantes precalificados en la Licitación CNH-R02-L01/2016 y lista final de Licitantes.
- II.3 Modificaciones a las Bases de las Licitaciones CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016.
- II.4 Modificación al Calendario de las Bases de las Licitaciones CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017, CNH-A3- CÁRDENAS MORA /2017 y CNH-A4- OGARRIO /2017.
- II.5 Opinión sobre el Modelo de Contratación para la Asignación AE-0392-M-Pánuco.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Precisión respecto del cargo en la CNH del Coordinador del Comité Licitatorio, de la Licitación CNH-R02-L01/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.



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.- Abogado, tiene usted la palabra y aprovecho para... bueno, ustedes ya lo saben Comisionados, abogados, que recientemente el abogado Martin Álvarez Magaña fue promovido con la venia de ustedes a titular de la Unidad Jurídica, así es que este Órgano de Gobierno aprovecha para felicitarlo titular de la Unidad Jurídica.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionados. Con relación a este punto, con fundamento en el artículo 8 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos el Órgano de Gobierno mediante acuerdo CNH.E.30.003/2016 designó al coordinador del Comité Licitatorio de la licitación CNH-R02-L01/2016 de la siguiente forma: Coordinador, Martin Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En atención al acuerdo mencionado, se hace del conocimiento del Órgano de Gobierno que el cargo del coordinador se actualiza para quedar Martin Álvarez Magaña como coordinador, titular de la jefatura de la Unidad Jurídica en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Simplemente me mantengo como coordinador, simplemente nada más se hace la precisión del cargo toda vez de la designación que se hizo en su momento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. Licenciado Beltrán, si es tan amable. ¿No sé si exista algún comentario? Bien. Entonces si es tan amable favor de leer la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- Se toma conocimiento respecto de la precisión al acuerdo CNH.E.30.003/2016.

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah bien, ¿entonces este no es para autorización o si es para autorización?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- No es una autorización, es una precisión únicamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Pero requiere aprobación?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Pero requiere simplemente que tomen conocimiento porque se hace ese ajuste en el acuerdo que se tomó el 19 de julio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Lo que pasa es que como venía en la sección de autorizaciones yo por eso me entró la duda. Pero entonces es toma de conocimiento.

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- Sí, es una toma de conocimiento.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pero si se va a modificar un acuerdo...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces tiene que ser aprobado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.-... pues yo diría que si tiene que ser aprobado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues bien. Entonces colegas Comisionados pregunto quienes estén a favor de esta modificación para precisar la posición del abogado les pido sean tan amables de levantar la mano. Pero antes de eso el Comisionado no estaba votando, si no que estaba pidiendo la palabra.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nada más en sentido de lo que estamos actualizando es el cargo de la persona que actualmente se desempeña como coordinador. No estamos actualizando el cargo de coordinador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Correcto.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Entonces no más
poner ese cambiecillo gramatical.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es más
gramatical, pero entiendo con la formalidad de que requiere ser una
aprobación. ¿Abogados, Comisionados?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pues yo entendería que sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien.
Entonces nuevamente les pregunto si quienes estén a favor sean tan
amables de levantar la mano. Muchas gracias.”

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

ACUERDO CNH.E.24.001/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento de la precisión
del cargo en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, del
Coordinador del Comité Licitatorio de la Licitación CNH-
R02-L01/2016 y la aprobó por unanimidad, para los efectos
del Acuerdo CNH.E.30.003/16.

II.2 Modificación de estructura de Licitantes precalificados en la Licitación CNH-R02-L01/2016 y lista final de Licitantes.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del
Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín
Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.



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.- Gracias.
Abogado, adelante.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Gracias. Con relación a la modificación de estructura de la licitación CNH-R02-L01/2016 para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras, primera convocatoria, informo a ustedes lo siguiente. El 31 de mayo concluyó la fecha para que los licitantes precalificados el 26 de mayo solicitaran algún ajuste a la estructura o la conformación de una nueva estructura de licitante. El 26 de mayo se dieron a conocer los licitantes precalificados, 20 individuales y 5 licitantes agrupados. De los 25 licitantes, durante el periodo se recibieron 14 solicitudes de modificación de estructura de licitantes en términos del numeral 12 de las bases, mismas que involucran a 16 operadores y 3 compañías no operadores. De las 14 solicitudes recibidas para modificar su estructura, consistieron de la siguiente forma: Once corresponden a nuevas, a once nuevas composiciones de licitante, dos únicamente modificaron su porcentaje de participación y uno más simplemente en su licitante agrupado incorporó a otra empresa precalificada.

Los licitantes interesados en estructurar presentaron la documentación requerida en las bases, es decir, la solicitud de autorización, el formato CNH 2 Convenio Privado de Propuesta Conjunta, los poderes correspondientes, entre otros documentos. Durante el periodo de modificación de estructura, los licitantes de acuerdo a las bases y el comité, perdón, y el Comité licitatorio llevó a cabo la revisión, verificación y evaluación de la documentación presentada por los interesados en estructurar nuevas composiciones de licitante en términos del numeral 12 de la sección 3 de las bases. Durante la evaluación fue necesario solicitar aclaraciones a la documentación e información presentada por los licitantes, las cuales fueron desahogadas en tiempo y forma.

Concluida la verificación y evaluación de la documentación e información presentada por los representantes, se tiene la siguiente lista de licitantes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en reestructura que cumplen con lo previsto en las bases de licitación y quedarían de la siguiente forma. Estas son nuevas estructuras de licitantes. Más adelante concluyo con la lista final de licitantes. Quedarían así las nuevas estructuras de licitantes: Capricorn Energy Limited en consorcio con Citla Energy E&P S.A.P.I de C.V., Chevron Energía de México S. de R.L. de C.V. en consorcio con PEMEX Exploración y Producción e Inpex E&P México S.A. de C.V., Dea Deutsche Erdoel AG en consorcio con PEMEX Exploración y Producción, ENI México S. de R.L. de C.V. en consorcio con Capricorn Energy Limited y Citla Energy E&P S.A.P.I de C.V., ENI México S. de R.L. de C.V. en consorcio con Citla Energy E&P S.A.P.I de C.V., ENI México S. de R.L. de C.V. en consorcio con Lukoil International Upstream Holding B.V, Murphy Sur S. de R.L. de C.V. en consorcio con Talos Energy Offshore México 7 S. de R.L. de C.V. y Ophir México Limited, Noble Energy México S. de R.L. de C.V. en consorcio con PC Carigali México Operations México S.A. de C.V. y Ecopetrol Global Energy S.L., Noble Energy México S. de R.L. de C.V. en consorcio con Talos Energy Offshore México 7 S. de R.L. de C.V., PC Carigali México Operations S.A. de C.V. en consorcio con Ecopetrol Global Energy S.L., PEMEX Exploración y Producción en consorcio con Ecopetrol Global Energy S.L., Repsol Exploración México S.A. de C.V. en consorcio con Premier Oil Exploration and Production México S.A. de C.V. y Sierra Perote E&P S. de R.L. de C.V., Repsol Exploración México S.A. de C.V. en consorcio con Sierra Perote E&P S. de R.L. de C.V. y Total E&P México S.A. de C.V. en consorcio con Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V.

Estos son los resultados de las 14 solicitudes que se recibieron para reestructurar nuevos consorcios o ajustar porcentaje de participación en dos consorcios ya autorizados el 26 de mayo. Lo anterior se pone a consideración del Órgano de Gobierno para que dé así considerarlo el Comité autorice la modificación de estructura emitiendo la constancia correspondiente a los nuevos licitantes estructurados de conformidad con lo previsto en el numeral 12 de las bases que les permita a estos seguir el proceso de licitación y poder presentar una propuesta de conformidad con lo previsto en las bases. La lista de licitantes final será publicada el día de hoy en la página www.rondasmexico.gob.mx.

Y con ello tenemos el siguiente resultado dado estos 14 reestructuras que en realidad son 11 nuevos licitantes conformados, 2 que tuvieron nada más cambio de porcentaje de participación y uno de ellos que incorporó a otra



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

compañía. En total tenemos en resumen de licitantes que podrán presentar una propuesta el próximo 19 de junio, tenemos 20 licitantes individuales y 16 licitantes agrupados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 20 individuales, 16 agrupados.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 36 licitantes.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 36 licitantes. Recordemos que de conformidad con las bases los licitantes podrían estar integrados hasta en cuatro licitantes. Podría ser de forma individual tres agrupados, o cuatro agrupados, según su elección.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea una empresa puede participar en lo individual y en tres consorcios distintos.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto. Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O en cuatro consorcios, ¿no? O en cuatro consorcios.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Si, en esta lista se puede observar por ejemplo la empresa ENI está de forma individual y está en tres consorcios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, ENI agota las cuatro posibilidades.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. PEMEX Exploración y Producción también está en cuatro formas, individual y tres consorcios. Repsol está en tres formas, una individual y dos consorcios. Noble Energy está en dos consorcios y está de forma individual, entre otros, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ecopetrol también creo que aparece varias veces.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ecopetrol aparece también.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Individual y en consorcio.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Individual y en consorcio. La empresa alemana Dea está en individual y en consorcios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Siempre y cuando no vayan por la misma área.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. La única limitante que tienen los licitantes en distintas figuras que compongan de algún otro licitante, no pueden presentar propuesta para la misma área contractual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, puedo jugar hasta de cuatro formas sea individual, tres consorcios o cuatro consorcios y puedo ir en esas cuatro formas. La única restricción es que no puedo presentar oferta económica por dos vías a un mismo bloque. Es decir, no puedo de manera individual hacer una oferta y luego vía consorcio hacer otra oferta para el mismo bloque o por la vía de dos consorcios.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Así es. Si se llegara a configurar ese supuesto, las dos compañías quedan desechadas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Las dos compañías quedan descalificadas en ese. El doctor Moreira levantó la mano. ¿No Comisionado? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, si estas compañías que ya agotaron sus cuatro oportunidades diciendo voy individual y tres consorcios, ellos no pueden apostar a la misma área.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No por dos vías.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No por dos vías que es...

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si, de forma individual que vayas tú individual y en un consorcio e individual y en consorcio presentes oferta para la misma área contractual. Puede ser que decidas que en un área vas individual y presentes oferta y en las demás te disculpas y en otra presentas bajo otra figura y en las otras figuras te disculpas.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si pero espera, a ver. Como individual yo puedo ofertar y obviamente con mis consorcios no.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, para la misma área contractual.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si voy a la misma área contractual, voy a otra área contractual voy con un consorcio pero no puedo ir individual ni puedo ir con mis otros consorcios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto, es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Exactamente Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, pues se ve interesante entonces este tipo de consorcios en su cantidad para las áreas que se presentan el siguiente lunes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, no, muy interesante. Como sean se repiten varios. Levantó la mano usted Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- No. Iba a decir nada más – podemos decirlo de alguna manera – están prohibidas las propuestas relacionadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Correcto, así es.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Y de acuerdo a la lista del 26 de mayo digamos los licitantes individuales se mantienen en 20 y teníamos 5 consorcios y ahora tenemos 16 consorcios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Exacto, entonces no se puede, ¿Cómo dijo usted?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Se descalifican o está prohibida las propuestas relacionadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Relacionadas. De manera coloquial: No se puede competir contra ti mismo, ¿no?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No puede competir contra ti mismo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo cual – insisto – es buena señal que haya muchos consorcios, que haya empresas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Aunque seas minoritario. Si, en las dos doctor, muy buen apunte. Si yo voy como socio en un consorcio, aun cuando sea minoritario, no puedo ir por otro lado de manera individual o con otro consorcio. Si el nombre aparece en dos ofertas de un mismo bloque ya sea en lo individual o en consorcio se descalifican las dos posturas.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, es correcto. Y aquí a lo mejor agregaría algo si me pueden poner la lámina siguiente de consorcios. Todos los que están marcados en negrita son los operadores y si observan el caso número cuatro en este licitante agrupado los dos tienen el carácter de operadores.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. A ver, entonces una pregunta. Ahorita estábamos viendo que estaba señalando, usted estaba señalando abogado el caso cuatro que es la empresa alemana en consorcio con PEMEX. Me brincó la duda. ¿En los otros, PEMEX cuántos consorcios trae? ¿Tres?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Trae tres consorcios. En otros está con Chevron y con Inpex y en otros está con Ecopetrol.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y en esos, en todos trae calidad de operador PEMEX.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No, nada más en este.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y con Ecopetrol, ¿no?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Exactamente y con Ecopetrol.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es el 12.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver dónde está.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si está. El otro que está es...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces en ese sí. En ese con los alemanes si trae PEMEX calidad de operador también.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Así es. En el 11, perdón. En el 11 también es el operador él.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es el 12.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, en el 11 es PC Carigali, es el 12.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El 12 es PEMEX en consorcio con Ecopetrol. ¿Si estoy bien?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- El 12, perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahí también tiene calidad de operador. ¿Y en dónde no traía calidad de operador?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En el 2.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Con Chevron e Inpex, que es el consorcio con el que ganó en aguas profundas.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

↑

Handwritten signature and initials in blue ink.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahí no trae calidad. En dos sí, en uno no y bueno, y a parte está jugando de manera individual.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- A parte está jugando de manera individual.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero no me quedó claro el cuatro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA. - ¿Cuando son dos operadores qué sucede?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - Aquí los dos se mantienen como operadores y van a decidir si ganarán bloques nos van a decir previo a la firma quién se queda como operador en ese bloque que le sea adjudicado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero los dos están acreditados como operadores.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Los dos están acreditados como operadores y así lo establecieron en el CNH 2 de propuesta conjunta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pensaríamos que si ganan más de dos bloques en ese consorcio pudieran decidir en uno que uno fuera el operador y en otro que fuera operador el otro.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- así es, podría ser.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Podría ser.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco, usted.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, en el ocho por ejemplo. El que está con Murphy que es Talos tiene contratos operando en México, fue el primero que firmó contratos con nosotros, pero no manifestó que quiere ser operador.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No. Acreditó todas las capacidades, pero en los consorcios no quedó como el operador designado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perfecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Murphy, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Licitación tras licitación hemos ido afinando estas reglas. Al principio – en las primeras licitaciones – fuimos un tanto estrictos en permitir la cantidad de consorcios que podía, en las que podía estar presente un solo operador o un licitante individual donde pudiera conformar un consorcio. Estamos viendo que entre más libertad damos más movimiento y más posibilidades hay de participantes, por lo que yo creo que sería conveniente seguir analizando dar mayor todavía libertad porque estamos viendo pues que si está teniendo efectos. Es decir, hay una muy buena cantidad de licitantes que decidieron conformar diferentes consorcios. Llegaron hasta 16 y algunos de ellos, por lo menos tres, están agotando todas sus posibilidades, por lo que nos llevaría a pensar que entre más abramos estas posibilidades más licitantes pudiéramos llegar a tener.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo coincido con el Comisionado Acosta. Sin duda esta flexibilidad es una buena práctica internacional que se observa en otros países y que estamos viendo que es una herramienta necesaria para los licitantes para encontrar las distintas fórmulas de inversión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Eso creo que nos debe de llevar también a cuestionarnos cuál es la mejor manera de llevar a cabo la licitación. Si todo el mundo entrega todas sus ofertas al principio no más puede entregar en cuatro lugares.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No. O sea, puede por las distintas vías pueden poner oferta en las que quieran.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quiero decir: Tiene que eliminar. Como no más tiene derecho, está participando en cuatro, en todos donde haya conflicto se sale de la licitación. Entonces hay una eliminación ya natural de áreas. Ok, si nosotros dijéramos, le vamos a hacer en dos mitades o en cuatro partes o uno por uno, podría suceder decir: Oye, yo me asocié, pero no salí, por lo tanto, voy a meter esta otra. Entonces podemos tener mayor participación al darle oportunidad de decir, no salí, de todas maneras, voy a entrar. Y creo que eso nos daría mayor competencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, sin duda. Y es un tema que hemos platicado y que se llevó a cabo con éxito en la tercera licitación de la Ronda Uno en donde de alguna forma, por la forma en que se armó, fue una secuencia de subastas en lugar de todas las subastas al mismo tiempo. No, sin duda esa es una reflexión interesante y vimos que tuvo éxito en la tercera licitación de la Ronda Uno. Ese es un punto muy interesante el que usted apunta doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Creo que ya es demasiado tarde.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Para esta sin duda es demasiado tarde pero es una reflexión que vale la pena regresar a ella. Muy bien. ¿Algo más que usted quiera puntualizar abogado, colegas Comisionados, en relación a esta reconfiguración y nuevos consorcios? Entonces son 20 en lo individual y 16 consorcios.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado
Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo una pregunta presidente.
¿Tenemos el dato de cuantas empresas están participando? Es decir, son –
ya lo decía el Presidente – 36, 20 individuales y 16 agrupadas. ¿Pero en las
agrupadas cuántas empresas se involucran?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Se involucran alrededor de... son como 16 operadores los que están
jugando. Más menos traemos 15 países representados.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea,
tenemos 20 individuales. La pregunta es: ¿En los consorcios hay empresas
que no estén en la lista de los 20 individual?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Si hay?
¿Cómo cuantas eran estas que no aparecen en la lista de las 20?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Está China Offshore, Conoco Phillips, Hunt Overseas...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, pero...

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
¿Los individuales?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-...déjeme
hacerle la pregunta al revés. O sea, ¿si yo veo la lista de los consorcios
podemos identificar alguna empresa que no esté en la lista de los que van



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de manera individual? O sea, China va solo, ¿no? Entonces no está en consorcio. Pero al revés, ¿en la lista de consorcios, esta lista de 16 consorcios, hay alguna empresa que solo participe como consorcio que no aparezca como empresa individual?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Como empresa individual. Sí. Está ONGC Videsh Limited, está Pan American Energy LLC, está Hunt Overseas Oil Company básicamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Citla por ahí mencionaste.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
No, Citla si está en consorcio. Y Conoco Phillips.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Conoco si está individual también, ¿no?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
No, nada más está en individual Conoco Phillips.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Está en lo individual pero no está en consorcio.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Exacto, no está en consorcio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero la pregunta era al revés.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La pregunta era al revés.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero si está en consorcio tuvo que haber estado en individual, ¿no?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no necesariamente.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Si de entrada se inscribieron en consorcio...

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ah bueno, no necesariamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Era para hacer una cuenta rápida, para decir 20 individuales más y tratar de responder la pregunta del Comisionado. Ahorita dijeron tres.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Era para la numeraria.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, bueno. Esa numeraria la vamos a precisar.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Esa numeraria se las paso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA. - Usted pensó que la pregunta era al revés, por eso era Citla, Talos, Diavaz.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa se la dejamos ahorita de tarea aquí al Director General de Comunicación Julio Pastor para que en el comunicado a ver si nos agregas. Entonces sabemos que son 20 individuales, 16 consorcios, 36 licitantes que involucran cuantas empresas y cuantos países. ¿No?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pues muy bien. Gracias a Dios se ve muy bien la lista. Dios mediante vamos



Comisión Nacional de Hidrocarburos

avanzando bien, 20, 16, 36 para 15 bloques. Se ve muy bien, ¿no? ¿Esto es el próximo, el próximo lunes?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Próximo lunes, próximo lunes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cómo está usted, listo abogado? Abogada Yara, ¿listos para el próximo lunes?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Estamos listos para el próximo lunes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Abogado Beltrán Nishizaki, por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.24.002/17

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en los numerales 12.4 y 12.5 de las Bases de la Licitación CNH-R02-L01/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, autorizó la modificación de estructura de los Licitantes como se muestra a continuación:

No.	NUEVAS ESTRUCTURAS SOLICITADAS
1	CAPRICORN ENERGY LIMITED EN CONSORCIO CON CITLA ENERGY E&P, S.A.P.I. DE C.V.
2	CHEVRON ENERGÍA DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V., EN CONSORCIO CON PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN E INPEX E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

3	DEA DEUTSCHE ERDOEL AG EN CONSORCIO CON PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
4	ENI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V., EN CONSORCIO CON CAPRICORN ENERGY LIMITED Y CITLA ENERGY E&P, S.A.P.I. DE C.V.
5	ENI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V., EN CONSORCIO CON CITLA ENERGY E&P, S.A.P.I. DE C.V.
6	ENI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V., EN CONSORCIO CON LUKOIL INTERNATIONAL UPSTREAM HOLDING, B.V.
7	MURPHY SUR, S. DE R.L. DE C.V., EN CONSORCIO CON TALOS ENERGY OFFSHORE MÉXICO 7, S. DE R.L. DE C.V., Y OPHIR MEXICO LIMITED.
8	NOBLE ENERGY MEXICO, S. DE R.L DE C.V., EN CONSORCIO CON PC CARIGALI MÉXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V., Y ECOPETROL GLOBAL ENERGY, S.L.
9	NOBLE ENERGY MEXICO, S. DE R.L DE C.V., EN CONSORCIO CON TALOS ENERGY OFFSHORE MÉXICO 7, S. DE R.L. DE C.V.
10	PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V., EN CONSORCIO CON ECOPETROL GLOBAL ENERGY, S.L.
11	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN CONSORCIO CON ECOPETROL GLOBAL ENERGY, S.L.
12	REPSOL EXPLORACIÓN MÉXICO, S.A. DE C.V., EN CONSORCIO CON PREMIER OIL EXPLORATION AND PRODUCTION MEXICO, S.A. DE C.V., Y SIERRA PEROTE E&P, S. DE R.L. DE C.V.
13	REPSOL EXPLORACIÓN MÉXICO, S.A. DE C.V., EN CONSORCIO CON SIERRA PEROTE E&P, S. DE R.L. DE C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

14

TOTAL E&P MÉXICO, S.A. DE C.V., EN CONSORCIO CON SHELL
EXPLORACION Y EXTRACCION DE MEXICO, S.A. DE C.V.

II.3 Modificaciones a las Bases de las Licitaciones CNH- R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

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

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Gracias. Con relación a las licitaciones CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016, segunda y tercera convocatorias de la Ronda Dos, someto a su consideración unas modificaciones que hizo llegar la Secretaría de Energía y que presento a continuación. En el contrato hizo llegar dos precisiones. Para el plan de exploración se amplía el plazo para la presentación del plan de exploración para la aprobación de la CNH de 120 días a 180 días. En la carta de crédito, en el anexo de carta de crédito, hace una precisión en cuanto a la normatividad aplicable a la garantía de cumplimiento básicamente. Nada más está haciendo una precisión ahí a la aplicación de la normatividad que corresponde.

Y modificaciones a las bases de licitación de estas dos licitaciones – que recordarán que se llevan de manera paralela – destaco las siguientes: Se hace un ajuste en las causales de desechamiento, en particular a la que corresponde a los valores que determina la Secretaría de Hacienda. Como ustedes recordarán, en el mes de mayo la Secretaría de Hacienda determinó ya los valores mínimo y máximo de la regalía adicional y,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entonces se precisa la causal de desechamiento y se deja que en términos generales que el valor de la regalía adicional se encuentre fuera de los rangos establecidos por la Secretaría de Hacienda.

Y en la licitación CNH-R02-L03/2016 aquí se hace una precisión adicional. Como ustedes recordarán, el mecanismo de adjudicación en la licitación 3 era básicamente regalía adicional. Se modifica y se incorpora también ya el factor de inversión para el área contractual similar al mecanismo de la 2.2. Entonces tenemos tanto ya son similares el mecanismo de adjudicación que consiste en una regalía adicional y en el factor de inversión para que el licitante ganador se determine con el mayor valor ponderado de la oferta. Básicamente son las precisiones que nos hizo llegar la Secretaría de Energía.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado Martín Álvarez. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, respecto a la primera observación o el cambio que hicieron. Es en el plan en la presentación del plan. Se amplía de 120 a 180 días para que el operador nos presente el plan, pero en CNH aún tenemos nuestros 120 días máximo para poder aprobar o resolver sobre la aprobación.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS. - En ese tema, digo, ya lo decía Martín, son ajustes que propone o que envía la Secretaría de Energía. Pero a mí también me llamó la atención esta ampliación del plazo. ¿Tenemos alguna razón? Es decir, ¿lo habrán pedido expresamente las empresas participantes porque ampliar esta?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Sí, es una petición de la industria. Ellos pedían un poco más de tiempo se
analizó...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Más?

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Más tiempo. Se analizó y se revisó y considerando que son áreas terrestres
se consideró que 180 días era un plazo adecuado para poder presentar.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok. O sea, a la industria se le
hace poco 120 días para presentar su plan.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Es correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ok, está bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y fue un
comentario ingresado?

Y
TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Sí, fue una solicitud expresa de la industria solicitando un plazo mayor a
este plazo establecido.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y aunque se
solicitó a través del portal de Rondas México.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Así es, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas
gracias. Muy bien, doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entiendo que son los
contratistas los que están pidiendo esta extensión. ¿No podríamos
nosotros reaccionar de alguna manera reduciendo nuestro tiempo?
Porque si no vamos a terminar en 180 más 120, estamos ya en 300 días,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

casi un año. Entonces necesitaríamos nosotros decir si vamos a extender el tiempo a los contratistas nosotros tenemos que reducirlo en lo que se pueda, no sé cuánto, para que de alguna manera no se tarde aquello un año.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Claro. La ventaja Comisionado de los plazos que están en el contrato son de hasta tanto tiempo, que eso ayuda a que lo puedan presentar antes o se pueda emitir la aprobación o no con mucho menor tiempo del establecido en el contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Son plazos máximos.

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Máximos, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco, ¿usted quiere comentar algo?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- En esencia eso, que son plazos máximos doctor y que también aquí al interior de la CNH estamos trabajando en las estrategias de exploración y de extracción con la finalidad de ser más expeditos en el dictamen, en el análisis de estos planes, para decidir sobre su aprobación o no. Entonces tenemos el plazo por Ley de hasta 120 días en CNH, este 180 días lo pide la industria, pero es "hasta" como señala el titular jurídico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y nuestros tiempos también son máximos buscando hacerlos más corto posible sin descuidar el rigor del análisis técnico, ¿no?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Exactamente, exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Abogado."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó los siguientes Acuerdos:

ACUERDO CNH.E.24.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R02-L02/2016, correspondiente a la Segunda Convocatoria de la Ronda 2.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

ACUERDO CNH.E.24.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R02-L03/2016, correspondiente a la Tercera Convocatoria de la Ronda 2.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Modificación al Calendario de las Bases de las Licitaciones CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017, CNH-A3-CÁRDENAS MORA/2017 y CNH-A4- OGARRIO/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

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

TITULAR DE UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si, muchas gracias. Con relación a este punto de las tres asociaciones para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, someto a su consideración ajustes al calendario y esto es derivado de que la industria ha solicitado dar un poco más de tiempo para el acceso al cuarto de datos y para presentar documentos de precalificación. Lo ha pedido la industria y también lo está pidiendo la empresa productiva del Estado PEMEX Exploración y Producción.

El Comité Licitatorio hizo una revisión de los espacios en el calendario y vemos que hay espacio para hacer algunos ajustes, dar un poco más de tiempo al acceso al cuarto de datos y a presentar los documentos de precalificación sin modificar la fecha de presentación prevista para el cuatro de octubre. Entonces la propuesta quedaría de la siguiente manera: Presentación de bases actualizadas y versión final del primero de septiembre al cuatro de septiembre. Periodo para para solicitar acceso a la información del cuarto de datos en lugar de cerrar el 27 de junio cerraríamos el 25 de julio. Periodo para pagar inscripción y solicitar cita para precalificación en lugar del 30 de junio 28 de julio. Recepción de documentos de precalificación el periodo estaba previsto del 3 al 7 de julio,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo proponemos del 31 de julio al 2 de agosto. Periodo de precalificación, el periodo estaba del 10 de julio al 18 de agosto, lo proponemos del 3 de agosto al 29 de agosto. Publicación de interesados precalificados, 23 de agosto, proponemos que sea el 4 de septiembre. Conformación de licitantes, el periodo estaba del 4 de septiembre al 8 de septiembre, lo proponemos del 11 al 13 de septiembre y el límite para resolver en lugar del 20 sería el 26 de septiembre. Básicamente sería esta la propuesta. El Comité ve espacio para atender las solicitudes de la industria y de la propia empresa productiva del Estado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Colegas Comisionados? Bien, abogado.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó los siguientes Acuerdos:

ACUERDO CNH.E.24.005/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ACUERDO CNH.E.24.006/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-A3- CÁRDENAS MORA /2017.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

OAK-TREE



SAFETY

ACUERDO CNH.E.24.007/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-A4- OGARRIO/2017.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

OAK-TREE



SAFETY



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

I.5 Opinión sobre el Modelo de Contratación para la Asignación AE-0392-M-Pánuco.

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.

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

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias Comisionado Presidente, compañeros Comisionados. La asignación AE-0392-M-Pánuco se conforma por los campos Pánuco, Cacalilao, Salinas y Topila y se ubica en el norte del estado de Veracruz y sur de Tamaulipas con una extensión de 1,875 km cuadrados. Los campos de la asignación son maduros de aceite pesado, proveniente de yacimientos someros de alta densidad y de baja temperatura. En abril del 2017 la asignación presentó una producción de 2,642 barriles por día de aceite y 7.3 millones de pies cúbicos de gas. A partir de octubre del 2012 la asignación opera bajo un contrato integral de exploración y producción, bajo un CIEP. A partir del 15 de mayo del 2017 PEMEX solicitó la migración de esta asignación a contrato. El solicitante estima que con la migración a un contrato de exploración y producción la producción podría llegar a un pico de 8,000 barriles por día, alcanzando una producción promedio de 2,900 barriles por día en los próximos 25 años, que es básicamente sustancialmente superior a la que tienen ahorita.

La presente opinión que se propone al Órgano de Gobierno de la CNH se realizó considerando lo dispuesto en el transitorio cuarto del Decreto de Reforma Constitucional, el cual señala que el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la nación, así como los factores técnicos para el óptimo desarrollo del campo, los requerimientos implícitos de supervisión, la operatividad, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

administración de las contraprestaciones, la comercialización de la producción, los costos asociados de la administración integral del contrato y que con esta modalidad se podría obtener el mayor beneficio para la nación. Entonces aquí nos da todos los requerimientos que habría que hacer. El modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía fue el de producción compartida con recuperación de costos, el cual se encuentra previsto en el Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, así como en la Ley de Hidrocarburos y en su reglamento, por lo que resulta procedente en términos jurídicos. Considerando las características del campo, materia de la asignación, el análisis de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos al estudiar la modalidad de contrato de producción compartida con recuperación de costos lo consideró no conveniente.

Del análisis realizado por esta ponencia se advierte que existen argumentos suficientes que sugieren a la Secretaría de Energía optar por el modelo de licencia en aras de obtener una mayor eficiencia y beneficio para el Estado. Entonces estamos nosotros dando una opinión negativa y estamos dando una propuesta a la Secretaría de Energía que es la que finalmente va a tomar la decisión. A continuación, dado que es un tema muy importante, solicito al maestro Alfonso Reyes Pimentel que nos presente la evaluación del área técnica sobre el modelo de contrato para la asignación, para el cambio de asignación a contrato. Adelante por favor.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Muchas gracias. Si pasamos a la siguiente por favor. La Secretaría de Energía informó que el modelo de contratación para la migración de la asignación en comento relacionada con un CIEP sea un contrato de producción compartida. Esta solicitud se realizó en términos del séptimo transitorio del reglamento de la Ley de Hidrocarburos. La siguiente por favor.

Como antecedentes del área y como bien comentó el Comisionado, esta asignación abarca un área de 1,875 km cuadrados y se ubica al norte de Veracruz y sur de Tamaulipas. Incluye cuatro campos que son Cacalilao, Pánuco Salinas-Barco-Caracol y Topila, los cuales son productores en las formaciones Agua Nueva y San Felipe del Cretácico Superior que son rocas carbonatadas y son yacimientos naturalmente fracturados. La siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Producen aceite de baja calidad de 12 grados API y de alta viscosidad. Estos campos – la mayoría de los que están en esta asignación – fueron descubiertos entre 1904 y 1913. Esto significa que tienen una historia de desarrollo bastante extensa. Las reservas que tienen al primero de enero de 2016 son las que se muestran en pantalla y la producción promedio en 2016 fue de 2,400 barriles de aceite por día. De acuerdo con lo que ha presentado la empresa productiva del Estado, el factor de recuperación final esperado es de alrededor del 10%. La siguiente por favor.

La justificación de la Secretaría de Energía para proponer un contrato de producción compartida se puede dividir en tres temas principales: Uno es potencial, otro es temas técnico-administrativos y otros son las similitudes entre un CIEP y un contrato de producción compartida. Con respecto al tema del potencial comentan que es un área bastante grande, bastante más grande en comparación con los contrato de la Ronda Uno licitación 3. La producción actual estimada es de 2,600 barriles por día. El volumen original es bastante grande, por lo cual existe en el campo un potencial adicional que puede expresarse como un incremento en reservas en el corto y mediano plazo. También comentan que existe un plan de exploración aprobado para esta asignación que puede incorporar reservas, además de que se cuentan con los derechos de exploración y extracción en toda la columna, por lo que en su momento existe la posibilidad de que existan actividades de exploración y extracción en yacimientos no convencionales. Con respecto a las consideraciones técnico-administrativas que comenta la Secretaría de Energía comenta que en el caso de un contrato de producción compartida con recuperación de costos esto puede ser un incentivo para que el contratista realice mayores gastos e inversiones, especialmente para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que serían necesarias para el desarrollo de este campo considerando que es un yacimiento, que son campos de aceite pesado.

La asignación Pánuco es vecino de la asignación Ébano que, en el caso de que también migre a un contrato, podría ser sinergia. Derivado de la larga historia de desarrollo que tienen estos campos en la asignación Pánuco actualmente se consta con infraestructura para el manejo y transporte de la producción, por lo cual no sería necesario hacer inversiones muy grandes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para este tipo de actividades. Dado de la experiencia previa que tiene PEMEX y bajo el contrato de CIEP en el área, existe un conocimiento operativo y técnico bastante fuerte, además de que existe una base de datos con costo de las actividades de desarrollo. Y además de que un contrato de producción compartida dada la recuperación de costos estaría enfocada en la supervisión que tendrá que hacer la Comisión Nacional de Hidrocarburos a las actividades que realicen los contratistas.

Respecto de las similitudes entre un CIEP y un contrato de producción compartida, la Secretaría de Energía comenta que existe una certidumbre contractual, dado que este modelo de contrato es más conocido por el operador del campo. El reconocimiento de costos es algo común entre un contrato de producción compartida y un CIEP, además de que la utilidad que recibe un contratista bajo un contrato de CIEP depende de la producción y de la utilidad operativa. La siguiente por favor.

Al respecto de lo que observamos que comenta la Secretaría de Energía, coincidimos en que el Estado cuenta con la experiencia para la administración de contratos de producción compartida derivados de la Ronda Uno, licitaciones 1 y 2, además del contrato recientemente suscrito con PEMEX Exploración y Producción, el contrato de Ek-Balam. También coincidimos en que la recuperación de costos puede ser un incentivo para el contratista que le permita la aplicación de tecnologías, especialmente de recuperación secundaria mejorada en el área contractual. También se considera que el campo tiene infraestructura de desarrollo preexistente dada el largo historial de desarrollo y que por lo tanto la inversión en este rubro sería relativamente baja. Y también reconocemos que PEMEX como empresa productiva del Estado y el Estado mismo tiene una experiencia amplia respecto a los costos y actividades que se han hecho en este tipo de campos en el área contractual.

Sin embargo, la Comisión propone que se considere el modelo de... o las direcciones generales de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos proponen que se considere un modelo de contratación de licencia por diferentes aspectos que observamos particularmente en esta asignación por migrar a un contrato. Las consideraciones técnicas, como bien comentaba el Comisionado, es que es aceite pesado de 12 grados API de alta viscosidad. Eso significa que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

requieren técnicas de recuperación mejorada para poder continuar con el desarrollo de este campo. A pesar de la larga historia de desarrollo en el campo, el factor de recuperación final esperado es del 10%, que esto es relativamente bajo en comparación con la práctica internacional. También se observó, de la información que presentó PEMEX para la solicitud de esta asignación en Ronda Cero y de la solicitud de migración que presentó ante SENER y luego SENER nos pidió opinión técnica, que los pozos en esta área contractual, o en esta asignación, son de baja productividad debido, entre otras cosas, a las bajas presiones de los yacimientos. Es por esto que PEMEX ha aplicado técnicas de recuperación incremental como sistemas artificiales de producción en la mayor parte de estos pozos. Y también se observa que las instalaciones existentes y los pozos, dado el tiempo que tienen de construcción o de haber sido perforados, requieren optimización, adecuación y mantenimiento.

Con respecto a las consecuencias de esto como parte de la estrategia de desarrollo se observa o se considera que un proyecto de recuperación mejorada involucra un nivel grande de incertidumbre dado que no tenemos la suficiente experiencia para poder tener un estimado preciso de un pronóstico de producción y de los costos asociados a estas actividades. Los bajos factores de recuperación obtenidos a pesar de la larga historia de desarrollo del campo nos indican que la tecnología que se ha utilizado para el desarrollo de los mismos no ha sido la mejor y que hay muchos temas que mejorar en este aspecto.

Con respecto a la productividad de los pozos, se observa que con sistemas artificiales de producción los gastos de mantenimiento serán mayores, además de que para desarrollar el campo se requiere de la perforación de muchos pozos dada la baja productividad de estos. Y además se observó que aunque existan instalaciones se requieren gastos de operación y de mantenimiento para poder mantenerlas. También se menciona que hay una componente exploratoria en esta asignación y que esta componente es muy importante. En este caso coincidimos de que la componente exploratoria puede en el mediano y largo plazo incorporar reservas. También se reconoce que en un proyecto de exploración la incertidumbre es naturalmente más alta que en un proyecto de extracción. También se comentó que existe una posibilidad importante de que existan actividades en yacimientos no convencionales de lutitas. Al respecto de este tipo de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

yacimientos, se comenta que en México este tipo de yacimientos representan un área frontera que representan una incertidumbre geológica relativamente considerable.

También se considera que para el desarrollo de estos proyectos se requiere de la perforación de un gran número de pozos y de la adecuación de la infraestructura existente en el área. También la rentabilidad de estos proyectos es altamente afectada por las condiciones económicas, en particular el valor de los hidrocarburos. Las tecnológicas para el desarrollo de estos proyectos no convencionales es madura a nivel internacional, pero en México apenas estamos comenzando con su aplicación. Y también tenemos incertidumbre para poder estimar los costos de desarrollo y los pronósticos de producción asociado a este tipo de proyectos. La siguiente por favor.

Otro tema muy importante que observamos en este futuro contrato es que dado que el hidrocarburo es de 12 grados API en el caso de un contrato de producción compartida va a existir una dificultad considerable para el comercializador del Estado para poder hacer esta actividad, comercializar el hidrocarburo dado que esto significa que el hidrocarburo para poder transportarse tiene que pasar por diferentes estaciones de calentamiento para disminuir la viscosidad, además de que se tiene que mezclar con otros hidrocarburos más ligeros para poder acondicionarlo y en su momento ser comercializados. Todo esto significa que van a haber costos administrativos y diferentes negociaciones que tiene que establecer el comercializador del Estado con la empresa que le brinde estos servicios y finalmente para la empresa que compre el hidrocarburo del Estado. Todos estos costos van a ser transferidos al Estado una vez que se realicen estas actividades.

También se observa que por el volumen de producción estimado es posible que el volumen que le corresponda al Estado afecte un poco la rentabilidad para poder hacer todas estas actividades que comentamos de transporte y acondicionamiento para la comercialización. Y dada las circunstancias actuales de infraestructura, lo más probable es que si se opta por un contrato de producción compartida la producción o la contraprestación en especie que corresponda al Estado será en su momento vendida al mismo operador que actualmente opera la asignación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Todo esto nos lleva a consideraciones técnico-económicas. Estas son que los gastos de operación y las inversiones son relativamente altas comparadas con la producción esperada de esta asignación. También es probable que se considere un saldo fiscal a recuperar como parte de la recuperación de costos. Con esto significa que además de los gastos de operación y las inversiones durante la ejecución del contrato y el reconocimiento de lo que pasó antes de la firma del contrato, que durante la vigencia de todo el proyecto o de la mayor parte del proyecto se encuentre en su límite superior la recuperación de costos. Esto en detrimento de la contraprestación que recibiría el Estado. Se considera que con un modelo de producción compartida es Estado comparte el riesgo en la utilidad operativa con el contratista. También observamos que en un modelo de licencia, dado que no existe esta compartición, que compartamos riesgos con el contratista, el contratista podría verse incentivado a optimizar los costos en las actividades que realice. Y también se observa que bajo una distribución adecuada de contraprestaciones entre el Estado y el contratista un proyecto de licencia podría apoyar en la rentabilidad del proyecto.

Y finalmente respecto de las consideraciones técnico-administrativas se considera que, en un modelo, bueno, y se observa que en un modelo de licencia la CNH aprueba planes de exploración, de desarrollo o de evaluación. Eso significa que tiene injerencia importante en el desarrollo técnico del proyecto, pero no aprueba presupuestos. La ventaja de esto es que el contratista tendría la flexibilidad operativa para realizar los ajustes necesarios para adecuarse a las realidades del campo. También existe una reducción de costos administrativos de licencia en comparación con producción compartida, esto es tanto para el Estado como para el contratista. También para el Estado existe una reducción de costos con respecto al tema administrativo de comercialización de la producción que corresponde al Estado y también existe una reducción de costos respecto de la supervisión que el Estado tendría que hacer en un contrato de licencia en comparación con un contrato de producción compartida. La siguiente. Bueno, en este caso esa es la opinión jurídica que en su caso Luisa del jurídico – si está de acuerdo Comisionado – podría presentarla.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante pues.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, LUISA FERNANDA VALDES UGALDE.- Bueno, jurídicamente los modelos de contrato tanto de producción compartida como de licencia son viables de acuerdo con el transitorio cuarto del Decreto de Reforma Constitucional, ya que establece, bueno, las modalidades de contratación, de servicios, utilidad o producción compartida o licencia. Esto con fundamento en el séptimo transitorio del reglamento de la Ley de Hidrocarburos por lo que se refiere a la solicitud y opinión al modelo de contratación. El artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos que hace referencia al modelo de contratación también y el artículo 6 y 12 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que hablan sobre las contraprestaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Respecto de en cuanto a las conclusiones que les presentamos de la opinión legal se observa que el modelo de contratación de producción compartida para la migración de la asignación AE-0392-M-Pánuco a un contrato para la exploración y extracción 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 en su reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resulta procedente en términos jurídicos. Y respecto de la opinión técnica, se considera que si bien los modelos de contratación de producción compartida y de licencia son viables, las características técnicas y operativas de los campos en la asignación permiten considerar al modelo de contratación de licencia como la opción que ofrece las mejores condiciones al Estado respecto a riesgos, contraprestaciones y administración. De igual forma se observa que el modelo de contratación por licencia ofrece beneficios al contratista derivado de la flexibilidad en la operación de los campos. Y por nuestra parte es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Comisionado ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces en realidad esto fue un análisis que requirió unas juntas tanto con PEMEX como con SENER y básicamente la idea fue finalmente que es exactamente el tipo de asignaciones que menos se prestan para un contrato de producción compartida. Son muchos pozos de baja producción, la supervisión de todo aquello y el manejo de las contraprestaciones se vuelve complicado, se vuelve muy caro. Entonces dado el análisis que se hizo, como les digo muy profundo, de mucho detalle, se llegó a la propuesta de que no es lo que en juicio de la ponencia lo que mejor conviene y lo que realmente convendría sería un contrato de licencia que bajaría tremendamente los costos administrativos, los costos de supervisión, los costos de comercialización y finalmente daría una ventaja, pues no sé, al Estado mexicano en cuanto a los recursos que va a recibir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Comisionado Moreira. Colegas Comisionados, está a su consideración. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, en principio yo estoy de acuerdo con la propuesta de la ponencia del Comisionado Moreira. Creo que cada vez se nos presenta de forma más clara y con más argumentos técnicos de por qué el contrato de licencia es un contrato más adecuado para este tipo de asignaciones de contratos y en general de campos para efectos de su extracción y en general exploración y extracción. Pero felicitando además por lo amplio de los argumentos y lo específico para explicarnos cada uno de ellos. Pero aprovechando precisamente los antecedentes que se nos presentan sobre esta asignación que se pretende emitir, emigrar para contrato y que se nos informa que es producto de un CIEP. Hablan de una baja productividad, dice, de actualmente de 2,600 barriles de petróleo diarios. Yo entendería, no sé, digo, una buena cantidad de los CIEP fueron firmados en 2011, no sé si este sea el caso. Y en su caso no sé si tengan aunque no sea de forma precisa, pero no sé si tengan la producción del campo, de este grupo de campos, antes de la firma del CIEP. O sea, como estaba antes y como está a partir del CIEP y a raíz de esa respuesta quisiera hacer algún comentario.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN,
MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Si me permite en un par de minutos
lo tengo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, porque
no continúa Comisionado. En dos minutos el Director General localiza la
información.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muy bien. ¿Por qué hago este
comentario? Porque si bien lo que nos toca el día de hoy es discutir acerca
del modelo de contrato, pareciera que en general pues estamos de
acuerdo con la migración. Cuando se solicitó la opinión de la posibilidad de
migrar este contrato a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, la opinión
no pasó por el Órgano de Gobierno. Entonces lamentablemente los
Comisionados no tuvimos oportunidad de expresar nuestros comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y la opinión
no pasa por el Órgano de Gobierno, porque es automática en el derecho de
Ley en el transitorio.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Entiendo que esa fue la
interpretación de las áreas técnicas de la Comisión, del área jurídica y de la
Secretaría Técnica. En lo personal yo no comparto esa interpretación que
se hizo. En algunas ocasiones que se determina si pasa o no pasa por el
Órgano de Gobierno cuando no está del todo claro se le consulta al propio
Órgano de Gobierno y el Órgano de Gobierno decide. Creo que aquí hay
elementos para decir que, si era, si tenía que pasar por Órgano de Gobierno
o no.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una opinión.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Una opinión exactamente para
manifestar si se estaba a favor o no de la migración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una opinión
que en todo caso sería no vinculante, ¿estoy de en lo correcto?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- No vinculante, efectivamente. Porque si bien es cierto que la Reforma Energética de forma transitoria dio la oportunidad para que este tipo de contratos pudieran migrar, la misma expresión de poder migrar significa que pueden no migrar. Y en razón de que están sujetas a una autorización final con previa opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos implica que la Secretaría de Energía, a pesar de que tuvieran estos contratos el derecho a migrar, con elementos la Secretaría de Energía podría negar esa autorización final. Y me parece que alguno de estos elementos, inclusive este Órgano de Gobierno expresó su opinión respecto de lo que debería de analizar la Secretaría de Energía que era pues los antecedentes precisamente que se había tenido respecto del cumplimiento de las metas tanto operativas de producción e inversión de los operadores o de los responsables de estos CIEP o COPF.

¿Por qué menciono esto? Digo, en primer lugar repito: Lo menciono en este momento porque no se tuvo oportunidad de mencionarse en otro más. Y a pesar de que estoy a favor del tipo de contrato, esto no implica necesariamente que estamos a favor de la propia migración, en sí mismo de la migración. ¿Por qué? Porque me parece que a falta un elemento sustancial para poder hacer un análisis adecuado de si es conveniente o no conveniente la migración, que es analizar los resultados que se obtuvieron durante la vigencia del CIEP. Es decir, ¿qué tipo de contratista estamos nosotros autorizando para que sea titular del contrato respectivo migrado? Un contratista que en su contrato previo cumplió con todas sus metas o un contratista que no cumplió con sus metas ni de operación, producción, ni financieras. Digo, a mí me parece que es fundamental porque me parece que ahí es donde estriba la posibilidad de que ese derecho que tienen pueda concretarse en una autorización definitiva. Entonces aquí se nos está presentando en los antecedentes una expectativa de pasar de 2,600 a 8,000 barriles de producción diaria de hidrocarburo, en este caso de crudo en concreto. Habría que ver si de 2011 a 2016 estos 2,600 que actualmente se tienen como producción tuvieron más o menos un comportamiento de compromiso, de cumplimiento de compromisos como el que hoy se está planteando. Y bueno, sin prejuizar. Solamente hago referencia que falta creo esos elementos para el análisis.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver Director General y en seguida voy con el Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE EXPLORACIÓN, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- De la información histórica de producción que tenemos de la asignación se observa que en el 2011 la producción promedio fue de alrededor de 2,300 barriles por día en contraste con lo que tenemos ahorita de aproximadamente 2,600 barriles por día.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- O sea, tenemos aproximadamente un 10% de incremento en la producción en los cinco años que tiene vivo el CIEP. Lo que faltaría ahora es analizar si se cumplieron esas metas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, perdón Comisionado Pimentel. ¿Me permite darle la palabra a la doctora Alma América?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Por favor, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un poco en el sentido de lo que dice el Comisionado Acosta. Lo que tendríamos, o sea para darle sentido de lo que comenta, tendríamos que ver cuál era el plan que se tenía en el CIEP para los años que se iba a tener los 5 años o no sé cuántos años.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Lleva 5 años.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿5 años? Bueno, los 5 años que se tenía en el plan de desarrollo que tenía el CIEP. Porque nada más revisar los, ahora sí que la producción histórica no tendría sentido hacer ningún comentario, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Va digo en respuesta a lo que comenta la Comisionada. En ese sentido va precisamente mi comentario. Es decir que no estamos analizando y no se analizó y no se está analizando en su momento creo la información más importante. Es decir, cuál fue el resultado del CIEP para ver si vale la pena dale la oportunidad de que ahora se convierta en contrato. Si bien es cierto se tiene un derecho que se estableció en transitorios, este derecho no es automático. O sea, está sujeto a una evaluación que creo que prevé – y así lo ha dictado la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Secretaría de Energía – algunos aspectos que no tienen nada que ver con la productividad previa y con la calidad de al que ahora vamos a convertir en contratista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, gracias. A ver, yo nada más quisiera distinguir. Lo hizo el Comisionado Acosta en su exposición, pero a mí me quedó un poco la duda. En efecto la Ley de Hidrocarburos y el reglamento contemplan supuestos normativos específicos para los CIEP y los COPF, los contratos integrales de exploración y producción o contratos de obra pública financiada. Es decir, no es una migración de una asignación de PEMEX a un contrato en donde evidentemente el reglamento prevé – es el artículo 29 – que en efecto PEMEX debe acreditar el cumplimiento de algunos requisitos. Aquí me parece que jurídicamente no estamos en ese supuesto, si no en la migración de un CIEP en específico. Y ciertamente el reglamento lo que establece es que, si este CIEP fue originalmente licitado y suscrito por PEMEX, con el contratista respectivo, tienen el derecho como bien decía el Comisionado Acosta de migrar ese CIEP a un contrato para la exploración y extracción. Y hay algunos requisitos que prevé el reglamento de la Ley de Hidrocarburos que PEMEX y su contratista deben presentar, debieron presentar, ante la Secretaría de Energía. Y voy rápidamente a darle lectura.

Es el sexto transitorio y dice, “respecto de la migración prevista en el transitorio vigésimo octavo de la Ley – que es justamente CIEP y COPF – las partes de los contratos integrales de exploración y producción, CIEP, y de los contratos de obra pública financiada, COPF, que quieran optar por la migración deberán presentar conjuntamente a la Secretaría de Energía una solicitud que incluya cuando menos, fracción primera, la identificación de la asignación a migrar, fracción segunda, la justificación de la conveniencia de la migración para la nación en términos de inciso a, la producción base e incremental de hidrocarburos desglosada en petróleo, gas natural asociado, gas natural no asociado y condensados, inciso b la incorporación de reservas adicionales, inciso c el escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente desde un punto de vista técnico que incluyan un programa adicional de trabajo con respecto al original”. Y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

vienen otras cinco fracciones que yo, digo, por el momento omitiría leer. Solamente lo que quiero pues decir es que me parece que ese es un supuesto distinto, tratándose de un CIEP, que PEMEX y su contratista debieron ya acreditarle a la Secretaría de Energía esta producción base e incremental que no sé si es exactamente lo que comenta el Comisionado Acosta. Y habiendo acreditado eso lo que sigue ahora es que SENER nos presenta a nosotros en la propuesta del modelo de contratación lo hace por cierto ante nosotros y ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y nosotros lo que estaríamos ahora desahogando es esta opinión en el sentido de que si bien la producción compartida es una posibilidad, una posibilidad mejor desde el punto de vista de la ponencia que yo comparto, es que el modelo de contratación deseable es el de licencia.

Perdón la extensión, si me extendí un poco en el comentario, simplemente quería yo como centrar mi duda. Creo que estamos hablando en efecto de un derecho que la Ley y el reglamento de la Ley de Hidrocarburos le dieron a PEMEX en su momento que ellos asumo pues que fue originalmente licitado y suscrito. Asumo también que ya acreditaron los supuestos normativos que leí recién y ahora yo – insisto – comparto la opinión de la ponencia en el sentido de que la licencia es creo una mejor opción para este contrato Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado doctor Moreira, comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo no estaría, como ponerlo. Esto muy, muy de acuerdo con lo que dice aquí el Comisionado Héctor Acosta. Yo creo que hay dos procesos. El proceso de si te voy a autorizar la migración y el segundo es bajo qué tipo de contrato de voy a autorizar la migración. Entonces a nosotros lo que nos toca es decidir lo segundo y no lo primero, pero estoy muy de acuerdo con el Comisionado que de alguna manera la manera en que está escrita la Ley es en el futuro y no en el pasado. En ningún lado dice, “y tiene que haber demostrado que se cumplieron las metas y que tiene que haber demostrado que es una empresa muy seria, etc.”. El pasado no se menciona, sino más se menciona que voy a aumentar la producción, las reservas. Todo está planteado en función de un escenario futuro, no en el cumplimiento del pasado. Entonces estamos nosotros totalmente de acuerdo con el Comisionado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Acosta, pero no es lo que dice el reglamento. O sea, en primer lugar no pide que la empresa certifique que ha cumplido con todas sus metas ni nos da a nosotros la autoridad de emitir una opinión. Deberíamos, no sé, quizás habría que discutirlo con SENER de que nos pida una opinión también con respecto a si procede o no la migración. Pero hoy por hoy en ningún lado dice que para aprobar esto requieren una opinión de la CNH.

Entonces, yo creo que lo más que podemos hacer es decir independientemente si cumplió o no cumplió o era muy bueno o no tan bueno, el contrato de licencia evita que haya problemas de otro tipo y que haya problema de que los costos son demasiado altos, etc. Porque si no lo que puede pasar en un contrato de producción compartida es que siempre lleguen al tope y que finalmente lo que obtiene la nación es pequeño. En cambio si es un contrato de licencia automáticamente ellos están obligados a bajar los costos. Entonces, en el sentido operacional yo creo que a la nación le conviene un contrato de licencia, estando de acuerdo en que deberíamos nosotros, pero es un "deberíamos" que no nos toca a nosotros y yo les preguntaría aquí a los abogados qué tenemos nosotros o qué podemos nosotros hacer eso cuando los CIEP o los COPF son internos de PEMEX, son contratos que ellos celebraron. No veo cómo podemos entrar nosotros, habría que cuestionarnos legalmente qué podemos hacer.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Bueno, aquí estoy viendo los antecedentes de la resolución que mediante oficios 220.0652 de 2016, del 12 de abril de 2016, se notificó a la Secretaría la asesoría técnica respecto de la migración de la asignación AE-0392-M-Pánuco del contrato, a un contrato perdón, por lo que la Comisión sí dio una asesoría técnica. Y me parece que para ser congruentes previamente con la opinión que ya se había vertido en este Órgano de Gobierno donde le insistíamos a la Comisión de que para este tipo de autorizaciones... perdón, a la SENER, que para este tipo de autorizaciones se hiciera una evaluación del desempeño del CIEP y del COPF para efecto de que en ese análisis global se ejerciera la facultad esta que creo en mi concepto es discrecional por parte de la Secretaría de Energía autorizar o no autorizar esa transformación de la migración en un contrato. A lo mejor esto será sujeto a una discusión más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

profunda en su momento, pero yo estoy concluyendo esto de los propios antecedentes de la propia resolución.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, adelante, adelante doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que todo es cierto, pero al final de cuentas lo que nosotros decidimos es hacer otra recomendación de lo que deberían hacer. Pero dado que nosotros no teníamos los elementos nosotros no nos podíamos pronunciar y deberíamos ser capaces de pronunciarlos. Yo te recomiendo que no, yo te recomiendo que sí. Pero así como estaba pues está muy – que te diría yo – demasiado amplio. “Te recomiendo que tu hagas”, pero en realidad no nos queda claro si cumplía o no cumplía o qué tan bueno, qué tan malo era con la información que teníamos disponible en ese momento. O sea, nosotros hicimos lo que nos toca a nosotros, decir: “Cuida esto”. Pero no nos pronunciamos ni en favor ni en contra, porque no podíamos pronunciarlos. Bueno es mi interpretación de lo que pasó en ese Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Con el propósito de no desviar la discusión que es sobre modelo de contrato, yo quisiera hacer una acotación de este tema que me pareció importante, pero sí entiendo que lo que nos toca el día de hoy es la aprobación o la opinión en relación con el modelo de contratación en el cual estoy a favor de la ponencia en los términos en los que se propone.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias Presidente. Yo tengo aquí algunas observaciones y después cerraré con mis comentarios respecto a esta parte de la supervisión del CIEP que no tiene estrictamente mucho que ver con la opinión que vamos a dar del contrato, pero yo creo que sí tiene que ver con otro tema. Ahorita vemos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Primero, este CIEP está en un campo que tiene más de 100 años y más de 100 años en donde nada más se ha recuperado el 9% de factor de recuperación y que con lo que va a hacer no sé en cuantos años a lo mejor sube 1% más ¿no? Y que empezó con 2,300 este CIEP y acaba en 2,600, pero bueno, también hay que considerar que la producción de esos 2,300 no se puede mantener, tuvieron que haber hecho operaciones para subsanar esta declinación. Entonces, puede ser que el beneficio haya tenido.

Habla el ingeniero Alfonso sobre que ya no va a ser necesario a lo mejor construir infraestructura. No sé cuál es el pico de producción que ha tenido de 100 años para acá que pudiéramos ver si va a requerir o no infraestructura. Y si fuera la infraestructura que ya estaba construida pues no sé cuántos años también es lo que tenga esa infraestructura que va a demandar de muchos costos, también sustitución, tal vez retiro, tal vez optimización, lo que ya comentó el ingeniero Alfonso. Y decía, bueno, dado que no va a requerir mucha infraestructura que no sea producción compartida, que sea licencia. O así lo entendí. ¿Quieres comentar algo? Ah, bueno.

También señalabas que la tecnología no ha sido la mejor como un argumento tal vez de que con el de licencia puede poner la mejor tecnología. No lo sabemos. Tenemos bien el instrumento de lo de planes, pero es un plan que vamos a revisar a un nivel que no te permite supervisión continua. Lo tendríamos que llevar a un nivel de supervisión un poco más a detalle, ahí es donde voy a entrar. Bueno, y a parte hablabas del precio de hidrocarburo que también afectaba a los costos en el tema de producción compartida, pero la realidad es que el precio de hidrocarburos afecta a cualquier modelo ¿no? Entonces hay algunos argumentos ahí que sustentan tal vez que sea licencia o que no estamos de acuerdo con la Secretaría de Energía que creo que no van, creo que afectan a los dos.

Pero me voy a regresar un poquito al tema de supervisión. Si está el tema de que en un CIEP ya se tenía que el operador que le daba el serv..., que el operador que solicitaba el servicio de este CIEP se ponía de acuerdo con esta compañía de servicio para realizar trabajos, ver el perfil, las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversiones, reconocerlas etc., y aún así no se tienen los beneficios que quisiéramos tener, no entiendo por qué tenemos que opinar que se tenga un contrato en el cual vamos a tener menos supervisión de los costos y de las metas, etc. Entonces yo de entrada creo que si ponemos el contrato que sugiere la Secretaría de Energía, aunque nos cueste un poco más en tema administrativo, aunque tengamos esta complejidad de la comercialización, vamos a poder hacer lo que no pudimos hacer en los CIEP: Lo vamos a poder supervisar mejor. Entonces la ponencia está muy bien, están bien los temas o los argumentos para la licencia con las dudas que tengo de que a lo mejor algunos argumentos aplican para los dos, pero si queremos supervisar este tipo de contratos yo considero en mi opinión que debería de ser producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. Antes de yo dar mi opinión, ¿algún comentario? ¿No? A ver entonces yo veo que hemos discutido tres temas. Uno es en relación con el tipo de contrato, yo veo dos dimensiones en relación con los contratos. Y un punto que presentó el Comisionado ponente y con el apoyo técnico del Director General Reyes es los problemas de la comercialización de un hidrocarburo que es bajo volumen, que por su calidad y su condición requiere un tratamiento que el comercializador va a tener un problema de economía de escala que al final se lo vamos a tener que vender a Petróleos Mexicanos y que entonces el comercializar por parte del Estado este hidrocarburo tiene un costo administrativo innecesario cuando ya sabemos que al final el destino va a ser regresárselo a Petróleos Mexicanos. Y hay otra, pero esa es una dimensión del problema.

La otra dimensión es la deducibilidad y el control de costos. Entonces cuando hablamos de producción compartida y de licencia hay dos dimensiones que hay que distinguir hay dos cosas que son diferentes. Uno es el medio de pago, si son barriles o es dinero y si la base de pago de las contraprestaciones es la base bruta, es decir ingresos brutos, o es la base de la utilidad, la base neta. Entonces son dos dimensiones, hay dos elementos. Cuando, en producción compartida la contraprestación es en barriles y el cálculo de la contraprestación es un porcentaje de la utilidad. Cuando estoy en licencia el pago es en dinero y el porcentaje son, y la base de la contribución es ingresos brutos. Entonces por un lado escucho los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

argumentos que yo comparto plenamente de que en este caso el que nos remuneren, el que la contraprestación, el que la contraprestación sea en barriles genera un costo administrativo innecesario, porque por la cantidad de barriles al final lo que va a hacer el comercializador es regresárselo a PEMEX y lo vamos a monetizar vía PEMEX. Entonces es un costo administrativo innecesario el contratar un comercializador del Estado para monetizar unos barriles que estando hoy en la administración de PEMEX van a regresar a PEMEX. Entonces en ese sentido completamente de acuerdo en lo que propone la ponencia: Contrato licencia.

No obstante voy a la otra dimensión del problema que es distinto. O sea, aquí hay una inconveniencia en que la contraprestación sea en barriles. Pero por otro lado coincido con el Comisionado Franco. En algunos contratos establecer la contraprestación sobre la base de las utilidades puede ser más conveniente y más eficiente económicamente. Dicho lo anterior voy a lo que señala la Ley y la Constitución que se dice que puede haber un contrato licencia, de producción compartida o una combinación de éstos. Para mí la mejor solución es un contrato licencia en donde la contraprestación es en dinero, pero que permita la deducción de costos y por tanto se incorpora el control sobre el presupuesto y la autorización de los proyectos de inversión. Entonces para mí esa sería la mejor solución: Un contrato de licencia que permita la deducción de costos. Mi segunda mejor opción sería un contrato licencia como promueve la ponencia del doctor Moreira y mi tercera opción sería el contrato de producción compartida. Todos ellos viables, unos más convenientes que otros en mi opinión. Mi primera recomendación sería contrato licencia con deducción de costos y creo que ahí se captura la crítica que ha señalado el doctor Moreira y el Director General Reyes y el Comisionado Acosta, pero permitir la deducción de costos que también lo permite la Constitución en la Ley asegura el control que señala el Comisionado Franco.

Esa es mi opinión, pero no sé si quienes apoyan la licencia estarían de acuerdo en decir contrato de licencia y considerar la deducción de costos o no, o prefieren contrato de licencia. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que hay una diferencia. Aceptando las mezclas creo que si yo dijera voy a irme por una licencia donde voy a tener deducción de costos o voy a tener un acuerdo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de aprobación de presupuesto se me haría muy lógico lo que a nosotros nos interesa ver cuando están invirtiendo, etc. Pero a mí lo que se me hace muy difícil es decir, "yo quiero deducción de todos los costos y quiero vigilar lo que están haciendo en cada pozo." Imagínate estar controlando los gastos en 180 pozos, la infraestructura de supervisión y de registro y de todo eso te van a llegar con cajas y cajas y cajas de información que yo no sé quién irá a procesar. Entonces yo creo que producción compartida puede ser cuando tenga un número muy limitado de pozos muy productivos, donde puedo vigilar cosas. Pero cuando tengo yo montones de pozos que están produciendo 10 barriles el estar vigilando qué estás haciendo en cada uno de ellos la labor de supervisión se vuelve enorme.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, aumenta el costo administrativo. El permitir el incorporar el mecanismo de recuperación/deducción de costos sin duda involucra un costo administrativo adicional, pero da también un control adicional.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues sí, pero otra vez. El control te va a salir carísimo y no estoy tan seguro que te va a servir demasiado. Porque si tú me dices "no, yo lo que quiero es saber cuál es tu presupuesto y cuáles son tus costos agregados", pues si hace algo, me salva, voy y checo. Pero tiene que ser revisión de cosas que no me hagan sentido. En lugar de revisar todos los gastos de montonales de pozos. Entonces yo creo que este es el caso extremo donde tienes muchos pozos, tienes aceite pesado, tienes una cantidad enorme de tipos de gastos, etc. Para mí es el ejemplo más lógico de lo que es muy difícil de lograr y que te va a costar mucho. Yo creo que si bien puede haber cosas intermedias, es más, es muy bueno que propongamos cosas intermedias porque no estamos yendo como si hubiera cajones cerrados cuando en realidad no hay tal cosa podemos sugerir cosas intermedias. Pero tenemos que hacer lo que sea lográble, porque los problemas de los CIEP y los COPF no son de ahorita, son históricos. Es más, si revisáramos los CIEP y los COPF nos vamos a dar cuenta que no necesariamente cumplieron con el objetivo por el cual fueron planteados y que sí hay mucho problema de tipo supervisión y control.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien Comisionado. Comisionado Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. A ver, se ha platicado que a lo mejor este CIEP no ha cumplido lo que se esperaba, que tenemos que trabajar en un tema de supervisión. Lo que comenta el doctor Moreira respecto a la manera de supervisar, a ver, no estamos supervisando factura por factura, no estoy viendo qué tubería se le mete, qué barrena, qué fluido, nada. ¿Hizo el pozo? Sí. ¿Está dentro de los costos? Sí. Lo realizó, se acredita con cierta información que estamos trabajando en el tema de cómo se acredita. O sea, el tema de supervisión, de control, en el tema de costos no es con la complejidad que pareciera. Sí se está haciendo, pero no a tan detalle. Entonces yo creo que el tema de estar supervisando, de decir “es que voy a supervisar 150 pozos”, no son los 150 pozos todo el año ni todos los días, es conforme se va haciendo un plan. Un plan que debemos vigilar que si traiga la tecnología que se necesita, que traiga EOR, que traiga deshidratación, que traiga todo lo que se requiera para manejar este tipo de hidrocarburo. Entonces, si estamos preocupados de que ese CIEP cumplió o no cumplió y que el operador que trae ese CIEP o la compañía de servicio que trae ese CIEP se va a convertir en operador el esquema de licencia no nos va a permitir revisar eso. Si es que estamos muy preocupados de eso, porque con eso empezamos un poco también la discusión. Entonces mi argumento es ese: La supervisión no es tan estricta, no es tanto detalle. Yo creo que sí se puede realizar.

Y en el tema de comercialización hasta tendríamos también unos ojos que nos ayudarían a vigilar aunque costara ese monto – obviamente va a ser proporcional los barriles que se vayan manejando – que nos ayudara también a revisar esos ritmos de producción que se estén vendiendo o esos volúmenes. Y si no, de todos modos le vamos a tener que meter medidores y esos medidores cuestan. Y si esos medidores no se recupera la inversión, si esas tecnologías no se recupera la inversión, pues obviamente en un esquema de licencia cualquier operador va a querer optimizar los costos y pudiera verse tentado a poner una tecnología que no sea la óptima para explotar este tipo de yacimientos. Digo, además estamos hablando de un porcentaje de factor de recuperación, es un volumen muy pequeño, pero el tema es como supervisamos este tipo de proyectos y no a niveles de detalle que parecieran que vamos a ir a estar revisando si se movió la grúa y si llegó la grúa. No vamos a operar, vamos a estar regulando y vamos a estar supervisando con visión de regulador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien.
Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, pero yo quizá tengo que regresar a la parte que comentaba por ahí el director en el sentido de que es probable que en estas áreas coexista también la parte de no convencional. Entonces, si nosotros nos metemos a un tipo de contrato de producción compartida, la administración de un área donde coexista además de este tipo de yacimientos convencionales con no convencionales la administración va a ser verdaderamente compleja. Entonces yo creo que si nosotros simplemente dejamos la parte técnica que cumplan con la normatividad aplicable de todos los lineamientos que ya tenemos y que todo el resto quede dentro del mismo contrato de licencia, yo desde mi punto de vista yo apoyaría a la ponencia en este caso del tipo de contrato. O sea, creo que hay otro tema que tendríamos que discutir qué es lo que habló el Comisionado Acosta que es otro tema. Pero en cuestión del tipo de contrato desde mi punto de vista para este tipo de áreas donde es probable que coexistan yacimientos convencionales, yacimientos no convencionales, esa complejidad que nos va a dar este tipo de áreas, desde mi punto de vista el contrato tipo licencia es el mejor, desde mi punto de vista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo también me inclino por aprobar el acuerdo en los términos que establece la ponencia. Es decir, la licencia lisa y llana. Si bien es cierto es una buena forma de estar supervisando, me parece que sí es una carga administrativa excesiva, sobre todo para contratos que establecen proyectos con tanta actividad pero con tan poquita productividad. O sea, una productividad un tanto pequeña en relación con los volúmenes que maneja este país de producción de hidrocarburos.

Hay algunos casos en los que a mí más que la supervisión me preocuparía que en el contrato licencia el contratista se lleva todo el hidrocarburo. Entonces, para esos casos cuando la producción es más importante en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

materia de volumen, ahí yo más bien lo que consideraría es que hay que prever la posibilidad de que en determinados casos el Estado mexicano pueda decidir el quedarse con el volumen cuando él lo decida y por cuestiones debidamente definidas en el contrato con una parte del volumen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La flexibilidad que hemos recomendado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exactamente, así es. Sin embargo, para efectos de este contrato en específico yo sí me iría por licencia lisa y llana.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Digo, entiendo la inquietud del Comisionado Franco y no sólo la entiendo, la comparto, pero creo que la licencia en los términos del proyecto evidentemente no restringe la atribución que tiene esta CNH de ordenar una visita de verificación, de inspección, en su momento. Lo que nos permite creo sin el costo administrativo que ya se dijo aquí en reiteradas ocasiones nos permitiría llevar a cabo la inspección o la verificación de esta área contractual. De manera que yo también en esta ocasión simplemente apoyaría pues el proyecto en esos términos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. A ver, entonces les propongo lo siguiente. Bueno, último comentario para pasar a la votación que es mi opinión en favor del contrato licencia con deducción. Hay elementos de control que comparto con el Comisionado Franco, pero hay elementos de eficiencia económica. O sea, una de las razones del por qué la Secretaría de Energía presumo en algunos casos propone producción compartida es porque ve el tema de la utilidad. Es decir, el establecer una contraprestación sobre la utilidad y no sobre los ingresos brutos. Lo eficiente desde el punto de vista económico – dejando de lado problemas de información asimétrica – es capturar la renta que sale de la utilidad. Entonces es un asunto de control pero también de eficiencia económica.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero bueno, les propongo lo siguiente. Yo pregunto quienes están a favor del contrato de licencia, contamos manos, presumo que ahí se decide el asunto, pero yo quisiera en respeto del voto del Comisionado Franco y del mío que aunque perdamos esta votación dejar nuestra opinión en el acta. ¿Les parece bien? Y entonces luego pregunto ¿quién está por licencia con deducción?, y ¿quién con producción compartida? yo no me quedó claro si el Comisionado Franco va por producción compartida a secas.

Entonces a ver, por contrato licencia en su versión lisa y llana les pido sean tan amables que levanten la mano quienes estén a favor. Cuatro. Está decidida la opinión de la CNH. Esa es la opinión de la CNH. No obstante en nuestra acta pregunto yo, ¿quién está en un contrato de licencia con deducción de costos?. Y ahí tenemos dos votos solitarios pero valientes. Entonces nada más queda en el acta nuestro voto, pero el voto de la CNH es licencia que sin duda creo que coincidimos pues es mejor que producción compartida en este caso, ¿no? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Para efectos nada más de procedimiento. Me parece que ustedes estarían votando por una opción distinta. No en contra del dictamen, porque estaríamos pensando que si es contra el dictamen habría voto particular. Pero entiendo que en este caso...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, no. No hay un voto en contra del dictamen. Es una variante de lo que se propone, que entiendo que la mayoría nos vamos por lisa y llana, pero bueno, les dejo ahí en actas la recomendación del Comisionado Franco. Nada más para el récord de la CNH. Pero hacia afuera la opinión ya de la CNH es licencia. ¿Si? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más como récord. La CNH desde noviembre del 2014 con esta opinión ha emitido 23 opiniones, 9 para licitaciones y 14 para modelos de contrato y esta sería la cuarta opinión en la cual diferimos con la Secretaría de Energía.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como dato estadístico de referencia. Muy bien. Comisionados, ¿estamos? ¿Algún otro comentario? ¿No? Licenciado Beltrán.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- Por supuesto Comisionado Presidente

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ya votamos, pero si usted da la lectura.

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- El acuerdo, la propuesta de acuerdo es el siguiente: Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos, transitorio séptimo fracción segunda, del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción 2, inciso e, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en atención de la solicitud de la SENER, el Órgano de Gobierno emite opinión sobre el modelo de contratación para la migración de la asignación AE-00392-M-Pánuco, relacionado con un contrato integral de exploración y producción a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, entonces aprobamos el acuerdo que ya votamos en los términos resueltos, contrato licencia por mayoría de votos. ¿Sí?

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. No quiero dejar en el tintero el tema que señaló el Comisionado Acosta. Yo creo que hay que visitar en este Órgano de Gobierno el por qué el Secretariado Ejecutivo resolvió no traer a Órgano de Gobierno la opinión de la migración. Entonces yo les ofrezco que lo traigamos y lo discutamos en nuestra próxima sesión y quiero agregar algo. Este Órgano de Gobierno, ustedes corrijanme abogados, está en la libertad de opinar sobre diversos temas aun cuando no sea a solicitud.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces, bueno, está a salvo el que este Órgano de Gobierno emita una opinión al respecto, ¿no? Pero yo creo como procedimiento hay que traerlo, que esté la Secretaria Ejecutiva de preferencia y discutimos sobre el proceder para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estar claros de cuál es nuestro procedimiento. ¿No? Entonces les anoto si me permiten aquí vía el abogado Beltrán como uno de los temas en nuestra próxima sesión que resolvamos este tema de procedimiento y está salvo la opinión de que pueda dar el Órgano de Gobierno. Estamos en nuestra libertad de opinar en no sólo los temas en que se nos pide opinión, ¿no?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente.

SECRETARIO, LICENCIADO ERNESTO BELTRÁN NISHIZAKI.- Comisionado Presidente, solo una precisión. En la votación es por unanimidad, tomando en consideración las recomendaciones hechas por el Comisionado Franco y por usted o es por mayoría de votos, porque usted acaba de comentar que era por mayoría.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Disculpe usted. Comisionado como opera este asunto, por unanimidad...

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo ahí opino que es por mayoría.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es por mayoría, ¿no? Es por mayoría.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Esa era mi pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es que yo no estoy en contra del proyecto del Comisionado. O sea, yo es frente a producción compartida y licencia prefiero licencia, pero hice una propuesta de una licencia que permite deducción de costos, que al final la mayoría del Órgano de Gobierno dice: "No, preferimos opinar como licencia lisa y llana".

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo lo que digo es por el tema de supervisar. Si va a ayudar el tema de ponerle la recuperación de costos, yo voy con esa. O sea, que la trae la producción compartida o la trae la licencia con recuperación de costos. Porque va a ser el mismo operador. O sea, aunque se diga, ya se votó y todo, pero aunque se diga que va a haber no convencional y áreas fronteras y hay que darles flexibilidad, todo eso está bien. Pero eso es "puede ser". El hecho es que ya un operador que hizo su trabajo ahí va a ser el operador próximo por varios años para ir por un porcentaje de factor de recuperación. Si lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

queremos dejar libre como lo hace la licencia está bien, pero en mi opinión es vigilar un poco más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Entonces es por mayoría? Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que nosotros, ¿cómo te lo pongo? Está muy claro que es licencia y está muy claro que es producción compartida. Cuando entramos a cosas intermedias nos faltan definiciones. Cuando decimos nosotros, es licencia con recuperación de costos” nos falta definir exactamente qué. Entonces en ese sentido es muy difícil apoyar una propuesta así. Yo no tengo nada en contra de eso, pero creo que no está suficientemente bien definida. Creo que una de las cosas que nos tocaría hacer es decir...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Precisar la recomendación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O precisar los intermedios. Se puede combinar esto con esto bajo estas reglas, porque producción compartida ya Hacienda hizo toda una serie de cosas y entonces está muy claro de que estamos hablando. Pero cuando hablamos de recuperación de costos con topes relacionados con el presupuesto hay muchas preguntas que salen. Entonces se complica un poquito votar por una decisión de ese tipo, no porque estemos en contra, sino porque falta una definición más clara.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Falta más precisión. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo, Presidente, ver si es posible en aras de claridad para la resolución, yo creo que si estamos a favor de la licencia debería la resolución así señalarlo como un voto positivo con independencia de que en este caso tú Presidente tengas algunas precisiones que hacerle al modelo. Yo permitiría sugerirles que si están de acuerdo en la licencia, aunque tengan alguna particularidad que adicionar, pues el voto se considere a favor. Si ustedes prefieren el modelo de producción compartida, entonces que así se exprese y que se vote en contra. Creo que eso le daría mayor claridad al tema, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón, primero usted Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo voto por producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces el votó claro por producción compartida. El mío es por licencia con esta variante. Con que mi expresión, mi voto esté documentado yo puedo sumarme al voto de licencia, nada más que hice yo una recomendación que no irá en el oficio de recomendación a la CNH porque la opinión mayoritaria fue licencia lisa y llana. Pero sólo para el récord interno dejar la anotación. Entonces, pero aparte, bueno, como ya está muy claro el voto también del Comisionado Franco, es mayoría."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Gaspar Franco Hernández, por mayoría de votos, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.24.008/17

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; Transitorio Séptimo, fracción II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió opinión sobre el Modelo de Contratación para la migración de la Asignación AE-0392-M-Pánuco relacionada con un contrato integral de exploración y producción, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de Hidrocarburos



SAFETY

OAK

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:46 horas del día 12 de junio de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Cuarta 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

OAK-TREE



SAFETY

OAK