



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:10 horas del día 20 de noviembre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.1096/2018, de fecha 16 de noviembre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó a la Secretaria Ejecutiva sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión sobre el Modelo de Contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la migración de la Asignación AE-0389-M-Altamira a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión sobre el Modelo de Contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la migración de la Asignación AE-0389-M-Altamira a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Néstor Martínez Romero, 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.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Estimado Comisionado Presidente, gracias, Comisionados. El tema que traemos a su consideración el día de hoy, como ya se dijo, es el modelo de contratación para la migración de una asignación, la AE-0389-M-Altamira, a un Contrato de Exploración y Producción. Esto fue solicitado por la Secretaría de Energía el 12 de noviembre de este año 2018. Algunos antecedentes muy rápidos es que el campo Altamira fue descubierto en 1926, 1926 y el descubridor fue el pozo Altamira-30 y todo esto se ubica en la cuenca Tampico Misantla en las formaciones productoras San Felipe y Agua Nueva en los estados de Tamaulipas y Veracruz. Esta área es aproximadamente 1,674 km². La



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignación fue otorgada por SENER el 13 de agosto de 2014 a Petróleos Mexicanos como parte de la Ronda 0 y esta asignación tiene un Contrato Integral de Exploración y Producción de los denominados CIEP que fue suscrito el 20 de agosto de 2012 entre Pemex Exploración y Producción y la Compañía Petrolera de Altamira, S.A.P.I. de C.V. y Cheiron Holdings Limited. El 3 de noviembre de 2015, después de que se asignó, el Órgano de Gobierno de esta Comisión aprobó el Plan de Exploración para dicha asignación supeditado a su migración, o sea, la migración de la asignación a contrato.

También es importante destacar que la SENER modificó la asignación el 29 de abril de 2016 para también otorgarle los derechos de exploración. Esta asignación para septiembre de 2018 reportó un volumen original de casi 200 millones de barriles de aceite y casi 200 billones de pies cúbicos de gas, pero solamente tiene una producción acumulada de 14.3 millones de barriles de aceite y 17.6 billones de pies cúbicos de gas. O sea, es un factor de recuperación de 7% y nuevamente repito desde el año 1926 y tiene más de 150 pozos perforados y 27 de ellos son productores de aceite, teniendo 36 cerrados con posibilidades. Se espera que se pueda obtener una producción máxima de 3,500 barriles por día. Entonces la SENER propuso otorgar un Contrato de Producción Compartida, así es como viene en la solicitud, y le cedería – con el permiso del Comisionado Presidente – la voz al maestro Fausto Álvarez Hernández para que nos dé los detalles técnicos del análisis que ellos hicieron.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionados. ¿Qué tal? Muy buenos días a todos. Como bien lo menciona el Comisionado, lo que nos trae aquí es la opinión sobre el modelo de contratación para la migración de la asignación AE-0389-M-Altamira. En este sentido le voy a ceder la palabra al ingeniero Mauro Jair Torres para que nos dé la opinión por parte de la UATAC.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO MAURO JAIR TORRES AGUIRRE.- Muchas gracias Fausto. Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados, buenas tardes. El tema, como bien lo comentaba el Comisionado Néstor Martínez y Fausto, es sobre la opinión al modelo de contratación para la migración de la asignación AE-0389-M-Altamira a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Ahora bien, como lo remitió la Secretaría de Energía mediante oficio 500.347/18, remitió una solicitud de propuesta al modelo de contratación a la migración de la asignación AE-0389-M-Altamira a un Contrato de Producción Compartida.

Como antecedente, la ubicación de la asignación en este caso a migrar se encuentra ubicada en los estados de Tamaulipas y Veracruz, la cual tiene un área aproximada es 1,674 km² y dentro del área de asignación se encuentra ubicado el campo Altamira. Por otra parte, es importante mencionar aspectos adicionales. Como bien lo comentaba el Comisionado Néstor Martínez, es que en el área de asignación se llevan a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos desde el año de 1926. Por otra parte, el área de asignación se encuentra ubicada dentro de la Cuenca Tampico Misantla y tiene formaciones productoras San Felipe y Agua Nueva, siendo esta última la de principal aporte a la producción. Como características adicionales, se encuentra un aceite pesado, el cual tiene una densidad promedio de 10 grados API, además que cuenta con un volumen original de 199 millones barriles de aceite y 199 billones de pies cúbicos de gas, esto con información al 1 de enero de 2018. Y a su vez, como lo comentaba el Comisionado Néstor Martínez, tiene una producción acumulada de 14.3 millones de barriles de aceite y 17.6 billones de pies cúbicos de gas, lo anterior al 1 de enero de 2018. Los factores de recuperación para aceite cercanos al 7.2% y para gas 8.8% de igual forma al 1 de enero de 2018.

Por otra parte, para producción actual, a septiembre de 2018 el área de asignación reportó en promedio 1,200 barriles diarios de aceite y 0.1 millones de pies cúbicos de gas. Es importante mencionar que actualmente el área de asignación tiene derecho para realizar actividades de exploración de hidrocarburos que están a consideración a la migración de Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Por otra parte, es importante mencionar las justificaciones técnicas que emite la Secretaría de Energía, dos aspectos esenciales, ya sea aspectos técnicos y jurídico-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económicos. Dentro de los aspectos técnicos, los elementos a considerar o que emite la Secretaría de Energía es el conocimiento del área de asignación. Como bien se comentaba, un amplio conocimiento geológico por parte del operador, lo cual en este sentido permite al Estado asumir los riesgos compartidos con los contratistas y a su vez es el campo Altamira, al ser un campo maduro y tener aceite pesado como característica, este puede ser un prospecto para la implementación de recuperación secundaria o mejorada en su caso. Por otra parte, dentro de las justificaciones jurídico-económicas es que en su caso lo que establece la Secretaría de Energía es que se facilita la gestión de acuerdos de unificación de campos, considerando las colindancias con el área contractual Ébano y el área de asignación Altamira. Ahora bien, este modelo de contratación de acuerdo a la Secretaría de Energía lleva a cabo una mejor supervisión en las conducciones de las actividades petroleras, asimismo que fortalece la seguridad energética.

Ahora bien, es importante mencionar las consideraciones técnicas que realizamos por área técnica dentro de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos para determinar en este caso a favor de producción compartida. Es que se proponen cuatro aspectos importantes dentro de las características del área: aspectos técnicos, económicos, aspectos de comercialización y generales. Dentro del primer punto, como son los aspectos técnicos, los elementos que consideramos fue que, en el área, de acuerdo al riesgo geológico bajo por el histórico que se tiene en la asignación, un Contrato de Producción Compartida podría ser adecuado por el conocimiento y desarrollo del área. Asimismo, es que se tiene aceites en promedio de 10 grados API, el cual en el área de asignación se tienen además 150 pozos, 27 de ellos productores. Y un aspecto importante a considerar es que de los 27 pozos productores únicamente un pozo supera los 100 barriles al día. Es decir que son de baja productividad la mayor parte de ellos. Ahora bien, hablando de los factores de recuperación, como bien lo comentaba, rodean entre el 7% para llegar aproximadamente en un promedio 10% como factor de recuperación final, además de que se requiere, por otra parte, gran actividad en el área de la asignación. En este sentido, perforación de pozos, reparaciones, entre otras para el mantenimiento de la infraestructura.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de los aspectos económicos a favor de producción compartida es que el cálculo de las contraprestaciones en este caso son con base en la utilidad, además de que la aprobación de los programas de trabajo y presupuestos son anuales. Ese es otro tema para el control y seguimiento del mismo. Además, el Contrato de Producción Compartida en este caso permite la recuperación de costos, lo cual puede ser un incentivo para el contratista al ejecutar actividades y aplicar tecnologías adicionales al área de asignación o en su momento contractual. Finalmente, se tiene el conocimiento y experiencia en costos para programar, analizar y ejecutar por parte del operador.

Dentro del otro elemento que se tiene a consideración es la comercialización, por lo cual en este sentido el Estado tiene experiencia en la comercialización de hidrocarburos derivado de la comercialización en este caso del área contractual Ébano. De igual forma, al encontrarse el área contractual Ébano cercana, se puede tener un posible beneficio en la comercialización al incluir los hidrocarburos de Altamira. Dentro de los aspectos generales que consideramos, es que la cercanía con otras áreas contractuales podría generar sinergia entre los mismos para el desarrollo de infraestructura y el mantenimiento de la misma. Y finalmente, es que la Comisión tiene experiencia en administración de Contratos de Producción Compartida.

Dentro de las consideraciones jurídicas, nos marca que la modalidad de contratación de producción compartida es legalmente procedente en término de los siguientes puntos. Es que en el transitorio cuarto del Decreto de la Reforma Constitucional en Materia Energética se establecen los modelos de contratación, siendo este producción compartida el que estamos proponiendo. Ahora bien, por la parte de la normatividad aplicable, se establece dentro del artículo vigésimo octavo transitorio de la Ley de Hidrocarburos y séptimo transitorio del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Además, en la sección segunda del capítulo primero del título segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y finalmente en el artículo 26, párrafo cuarto de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Como conclusiones es que el modelo de contratación de producción compartida propuesto por la Secretaría de Energía y las áreas técnicas de esta Comisión se encuentra previsto en el Decreto de Reforma



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Constitucional en Materia Energética y en la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que en este sentido resulta procedente en términos jurídicos. Ahora bien, por la parte de la normatividad aplicable, el modelo de contratación de producción compartida propuesto por la Secretaría de Energía es viable para la migración de la asignación AE-0389-M-Altamira un Contrato de Exploración y Extracción, por lo que de acuerdo a las características técnicas y operativas del campo de la asignación permiten considerar el modelo de contratación de producción compartida como la opción que ofrece las mejores condiciones al Estado debido al conocimiento técnico-operativo del área, la administración técnica y financiera del contrato, así como por la comercialización de los hidrocarburos. Ahora bien, eso sería todo por nuestra parte Fausto.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Con eso prácticamente terminamos la presentación con respecto a la opinión del área técnica y, como podrán ver, en las conclusiones tanto de manera jurídica resulta procedente la implementación de un modelo de producción compartida y por las diferentes características que mencionamos en la lámina de los cuatro elementos también el área técnica considera el modelo de producción compartida como adecuado para esta área contractual. Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, a mí me gustaría comentar algunos antecedentes de Órgano de Gobierno con respecto a CIEPs y COPFs. Hemos tenido cinco opiniones al modelo de contrato. La primera fue el 5 de agosto de 2015, fue Santuario El Golpe y la última fue el 2 de marzo de 2017 Miquetla. Entonces en todas ellas hemos tenido discusión. En algunas de ellas yo no estuve porque no era todavía ratificado como Comisionado, pero en todas ellas la decisión de la Secretaría de Energía ha sido por producción compartida, la decisión de la Secretaría de Energía, siendo una excepción Miquetla y esto es porque tiene yacimientos no convencionales. Tiene la parte de Shell.

Entonces en todos los CIEPs y COPFs SENER ha determinado que sean producción compartida y CNH ha planteado que todas sean licencia. Pero es importante hacer algunos comentarios. Esta Comisión en las dos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

primeras en la que fue Santuario-El Golpe y Misión se dio la discusión y se llegó a la conclusión de que la forma de contratación más adecuada debería de ser producción compartida, pero se dijo en aquel tiempo que no habían los factores regulatorios que permitieran que se diera la producción compartida y entonces finalmente se dijo por licencia. Ese fue el planteamiento.

Después de estas dos primeras decisiones de CIEPs y COPFs, todas las demás versaron por licencia. Esas dos primeras fueron las que se dijo producción compartida pero no podemos producción compartida porque hacen falta todavía algunas regulaciones que tenían que ver con la comercialización, con cuestiones de Hacienda, pero en todas las demás ya se dijo que era licencia. Aunque yo creo que es muy importante que comente que el de la voz, desde que fue ratificado como Comisionado, he optado por el modelo de producción compartida. Pero y no es la diferencia con este caso, también mi planteamiento es que sea producción compartida. Y no quiero ser repetitivo, pero hay cinco puntos que para mí son los más importantes que ya fueron mencionados, pero quiero abundar en ellos un poco. El primero es que trae un factor de recuperación muy bajo, 7% de aceite y 8% de gas. Entonces se requieren inversiones, pero son inversiones que no se dan en un tiempo corto. El yacimiento tiene desde 1926 explotándose, los pozos son de baja productividad. Para realmente obtener un incremento importante del factor de recuperación seguramente nos vamos a ir a más de 30-40 años. Entonces si el tipo de contrato no es de producción compartida y es de licencia pues muy difícilmente se va a invertir para que posteriormente termine el contrato y no se pueda obtener beneficio de esa comercialización. Aunque no hay que olvidar que estamos platicando de un contrato o más la migración de una contratación en donde Pemex está también dentro del factor. Entonces al ser PEP uno de los socios en el contrato, entonces ya el Estado ya tiene un riesgo compartido. O sea, no lo vamos a decir aquí, ya el Estado tiene un riesgo compartido porque PEP es dueño de la asignación y la va a compartir con un privado.

El CIEP es un modelo similar al Contrato de Producción Compartida, se parecen, por lo que no se generarían cargas administrativas adicionales al contratista, ya las traen. Otro punto importante es que Ébano y posiblemente Pánuco, y digo "posiblemente Pánuco" porque Pánuco



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

todavía no se firma. Ébano ya se firmó como producción compartida, ambos van a ser producción compartida. Cuentan con características similares a Altamira, son campos maduros, muy viejos, con aceites pesados y seguramente eso va a generar sinergias para la parte de la comercialización, para digamos aplicación de nuevas tecnologías para incrementar los factores de recuperación. Y aquí creo que es importante mencionar que el fondo SENER-CONACYT-Hidrocarburos desde el año 2012 planteó un proyecto en donde el depositario fue este campo, el campo Altamira. Entonces hay un pozo que ha sido probado con inyección alterna de vapor, eso ya existe. Y, de acuerdo con lo que nos enviaron en la documentación, tienen pensado seguirlo aplicando. Entonces esto quiere decir que no vamos a pasar a un proyecto de recuperación secundaria, vamos a pasar a un proyecto de recuperación mejorada. Eso ya es un hecho porque ya hay inversiones y el Estado lo ha hecho a través del fondo SENER-CONACYT y a través de Pemex y el privado.

Entonces por último considero que como contraprestación para el Estado lo más conveniente es en producción compartida que nos hagan el pago en efectivo y no en especie, porque PEP pues mezcla actualmente las corrientes de Ébano, de Pánuco y Altamira en un mismo punto de comercialización. Entonces considero que tener una intermediación virtual que es la que nos plantea el Contrato de Producción Compartida sería no necesario y pues seguramente que el comercializador que tenemos, si se fuera por producción compartida, pues le vendería a PEP. ¿No? Entonces el planteamiento es producción compartida, pero con pago en efectivo. Finalmente, pues Pemex es el que va a tener la producción y la va a poder comercializar. Entonces bueno, esos son mis comentarios generales. Creo que los antecedentes son importantes y pues estamos atentos a sus comentarios. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias, gracias doctor Comisionado. Entonces si entiendo bien su exposición del Comisionado ponente, usted le propone a este Órgano de Gobierno que la opinión de la CNH sea que se permita la deducción de costos característica de los Contratos de Producción Compartida pero que el pago al Estado no sea en especie sino sea en dinero. Muy bien. Doctor Comisionado Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo me convence mucho lo que acaba de decir el doctor Néstor, pero no lo que están presentado. Porque lo que están presentando dice, “la recuperación de costos puede ser un incentivo al contratista para ejecutar actividad de aplicar tecnología”. Pues también licencia, su utilidad depende de que sean eficientes. Conocimiento y experiencia, pues eso no tiene el operador. Entonces yo creo que mucho de lo que estamos poniendo ahí pues está muy discutible. Yo creo que lo que tú dijiste sí son razones de peso para apoyar producción compartida, pero yo no quisiera que quedara esto, porque esos no son verdaderos argumentos. Entonces si se va uno por uno en todos ellos pues yo de la mitad no estoy de acuerdo. Yo creo que hay razones de más peso que exactamente lo que tu dijiste. Además, nosotros ya opinamos de otra manera en los que están ahí cerquita. En el caso de Ébano, en el caso de Pánuco opinamos en otro sentido. Y opinamos en otro sentido. Ahora yo digo, dado que nosotros opinamos en licencia y se fueron por producción compartida como está en todo su derecho SENER, pues quizá conviene que sean todos de producción compartida para tener sinergias y para tener facilidad de operación, pero eso es una razón *a posteriori*, no *a priori*. Dado que Ébano y Pánuco se fueron por producción compartida, pues quizá nos conviene que sea producción compartida. Pero yo quisiera solicitar de que reescribamos estas razones y nos vayamos por la explicación que muy claramente nos dice, porque eso sí es de peso. O sea, los contratos de largo plazo, el factor de recuperación, la parte de recuperación secundaria y mejorada yo creo que sí son de más peso que lo que estamos poniendo aquí.

Entonces yo quería solicitar no que yo me oponga a producción compartida, pero no quisiera que quedaran esas como las razones, porque algunas de ellas parece que están describiendo lo que es un Contrato de Producción Compartida, no lo están comparando. No están diciendo por qué es mejor esto que lo otro. Nos conviene producción compartida porque funciona mejor que si fuera licencia. Por ejemplo, nos dicen – ¿pues qué te diré yo? – el Estado tiene experiencia en la comercialización. Pues sí, sí tiene, pero. O sea, nosotros tenemos mucha experiencia también en manejar los contratos de licencia y en los de producción compartida. O sea, nosotros podemos ir ajustándonos para controlar y dar supervisión a todo esto. Mi petición es que volvamos a reescribir esto en función de lo que acaba de opinar el doctor Néstor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.
Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, un poco yo también tengo el mismo sentido de opinión del doctor Moreira. Creo que hay un punto importante que tiene que ver que no hay que olvidar que cuando menos hasta ahorita todos los contratos, todas las licitaciones y los contratos que se han efectuado para tierra han sido de licencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En las licitaciones, correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En las licitaciones. Entonces decir que es la sinergia, la comercialización provocaría una sinergia con el operador, en realidad aquí el operador no va a ser Petróleos Mexicanos, sino se supone que al momento de migrar será un operador, un tercero, ¿no? Entonces en este caso, sí, quien vaya a ser, pero en los otros que se han emigrado son otros operadores. O sea, en realidad no estamos hablando que es Petróleos Mexicanos en todos los casos, por lo tanto, no es una sinergia con Petróleos Mexicanos, ¿no? Si no que tendría que haber sinergia con los demás operadores. Entonces esa parte a mí me mete un poco de ruido en el sentido de que la comercialización provocará sinergia con el operador. O sea, son diferentes operadores, así como son diferentes operadores lo que están ya trabajando para tierra en general. Entonces para mí no es una razón suficiente para que nosotros también tengamos esa orientación. Cuando menos como Órgano de Gobierno ese punto creo que para mí no es válido. El otro la parte de pago en efectivo. El pago en efectivo yo entiendo que se tiene en licencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces es una mezcla finalmente al final entre lo que es licencia y lo que es...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Licencia con recuperación de costos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente, puede ser licencia. O sea, al final de cuentas, bueno, es producción compartida con pago en efectivo que sería tipo licencia, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O licencia con recuperación de costos como dice el Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. ¿No? Entonces estamos haciendo una mezcla entre lo que es licencia y lo que es producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa es la propuesta del Comisionado ponente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nomás para revisar algo. Santuario-El Golpe PEP tiene 64% y Petrofac 36%. Entonces PEP sería el operador. En el caso de Misión PEP tiene 51% y SMB tiene 49%. También tiene la mayoría. Y en Ébano tiene el 45% PEP DS tiene el 55%. No sabemos cómo va a quedar Pánuco ni Miquetla porque todavía no se firman, pero no necesariamente van a dejar de operar. Nada más era la puntualización. Y el otro el pago en efectivo si se queda producción compartida y nosotros tenemos que comercializar pues seguramente que el comercializador de nosotros le va a vender a PEP y entonces nosotros vamos a tener como Estado que pagarle al comercializador el trabajo de algo que va a hacer PEP y entonces pues mejor que lo haga PEP. Nosotros no tenemos que hacer vamos a decir la gestión a través de nuestro comercializador y eso maximiza el valor para el Estado porque finalmente pues PEP es el que lo va a comercializar. Y todo esto además porque todas las corrientes de Ébano, Pánuco y Altamira van al mismo lugar y hacen mezclas que permiten generar un hidrocarburo de tales grados API que es más fácil comercializar que si lo hacemos cada uno por separado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es de licencia ese argumento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, no, de producción compartida, pero pago en efectivo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es en favor del pago en efectivo, que la producción se quede en el contratista y que pague en efectivo. Ingeniero Fausto y luego voy con el Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Gracias Comisionado. Si me permiten, atendiendo a los comentarios que han vertido hoy sobre la mesa, el primer punto lo que mencionaba el Comisionado Moreira respecto de las justificaciones. Lo que hacemos ahí es colocar todos los elementos que al final del día implican una toma de decisiones. ¿Cuáles fueron todos esos elementos de los cuales nos basamos para decir en última instancia que es producción compartida? Voy a tomar el ejemplo que mencionaba en la parte del incentivo para ejecutar actividades y aplicar tecnología. Esto se refiere principalmente a lo que mencionaba el doctor Martínez en términos de que este es un campo con características de crudo pesado donde ya se tiene pensado la utilización de métodos de recuperación mejorada y por ende un Contrato de Producción Compartida es más viable al compartir riesgo. No es lo mismo que tener un contrato tipo de licencia donde el operador va solo, eso implicaría altos niveles de eficiencia en la operación del operador para poder pagar los costos asociados a un proyecto de recuperación mejorada, por poner un ejemplo.

En el punto también de sinergias lo que nos referíamos doctora era principalmente a las sinergias que existen en los campos aledaños, no con respecto a todo el universo de los contratos de la 1.3 y de licencia. Lo que también puntualizó el doctor Néstor en el sentido de que esta Ébano ya firmado como producción compartida donde PEP es socio a través del CIEP y en este también está Altamira. Dado de ser procedente la opinión a este modelo de contrato pues también estaría PEP como socio, entonces prácticamente eso es lo que generaría sinergia al tener a PEP como socio. Y como bien dicen, todas estas corrientes confluyen en Altamira, donde prácticamente se concentran los tres campos. Y entonces, en el caso de que también como mencionaba el doctor Néstor Pánuco se moviera en el mismo sentido, pues tendría sentido tener el clúster de producción compartida, porque un poco parafraseando lo que también decía la Secretaría de Energía en su opinión técnica en la posibilidad de que existiera en algún momento una unificación de un yacimiento, pues también el tener modelos de contratos similares con características fiscales similares también facilitaría la ejecución y la administración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El tercer punto donde mencionaban el tema de la licencia con recuperación de costos o de la producción compartida con un pago en efectivo, siendo que eso nos lo permite, esta flexibilidad se nos permite, ahí nada más valdría la pena hacer la aclaración que si nos vamos por licencia entonces a lo mejor el presupuesto no es aprobado por este Órgano de Gobierno y que si nos vamos por producción compartida ese presupuesto sí es aprobado por el Órgano de Gobierno. Entonces quizá este sea otro de los elementos a ser considerados en términos de si se aprueba un Contrato de Licencia o un Contrato de Producción Compartida o un híbrido entre estos. el hecho de que el operador venga año con año a presentar su programa, actividades y su presupuesto y que este tenga que ser aprobado, es muy diferente a que solamente presente las actividades y el presupuesto sea indicativo para la ejecución de actividades del siguiente año. Y finalmente nada más como un punto de aclaración, en el caso de todos los contratos que migran como CIEP, el operador siempre es el tercero. PEP no opera, es el contratista.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Comisionado abogado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, a ver. Una cuestión quizá de forma. Lo que hemos aprobado antes no se ha materializado en ningún acuerdo de este Órgano de Gobierno. Entiendo que derivado de esta discusión que tenemos acá la Secretaria Ejecutiva envía un oficio a SENER en donde manifiesta que derivado de la sesión de fecha tal el Órgano de Gobierno se pronunció en tal sentido. Es así Secretaria, ¿no?

Lo digo porque el documento que nos mandó el doctor Martínez como ponente trae algunos argumentos de los que señalaba el doctor Moreira. Pero digamos, pues si lo que vamos a materializar al final del día no es el acuerdo que el doctor Martínez nos propuso para la sesión sino un oficio de la Secretaria Ejecutiva, creo que es muy importante que estos argumentos que aquí se están dando se retomen en ese oficio. Yo pediría Presidente, si es que lo consideran así mis colegas, pues que ese oficio que se va a enviar a SENER nos lo pudieran simplemente mostrar pues para que se recojan estos argumentos. Y a ver si puedo a manera de síntesis decir lo siguiente. Tanto en Ébano como en Pánuco y en las cinco opiniones entiendo que lo que el ponente en esta ocasión nos dice es que se ha opinado licencia en algunos casos. En todos hemos dicho licencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En los dos primeros la argumentación fue lo idóneo es producción compartida, pero como no tenemos la regulación o del marco regulatorio vámonos por licencia.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y ahora la opinión del ponente es que sea producción compartida, pero con una contraprestación en efectivo. ¿Eso sería igual a decir licencia con recuperación de costos?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues me parece que sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, es lo mismo.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Era un punto de lo que les comentaba en términos de sobre todo la aprobación del presupuesto. Lo que hemos manejado al día de hoy todos nuestros contratos tipo licencia sí se aprueba el plan, pero el presupuesto es de carácter indicativo y año con año en septiembre cuando vienen los contratistas que trabajan bajo este modelo de contrato sí presentan el plan y el presupuesto asociado al siguiente año, pero nuevamente sigue siendo indicativo. Para el caso de los Contratos de Producción Compartida, como hay recuperación de costos y hay un seguimiento más exhaustivo en el tema de inversión, tanto la aprobación del plan y el presupuesto asociado al plan, así como el programa anual y el presupuesto asociado al programa, es aprobado por este Órgano de Gobierno. Entonces también existe esa diferencia entre ser licencia y producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, hay tres variables. Si se paga en especie o se paga en dinero; si se deducen costos o no se deducen costos; y si aprobamos o no el presupuesto. Agregando esta tercera variable que ahora suma el ingeniero Fausto, pues podemos opinar sobre las tres y al final ponerle el nombre que queramos, ¿no?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Entonces yo diría en aras de sintetizar, exacto. Yo diría en aras de sintetizar decir que la CNH se ha pronunciado por licencia, si bien había razones para inclinarse por la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

producción compartida, en este momento no existía a nuestro juicio elementos que entiendo ya existen. ¿No? Y que toda vez que ya existen asignaciones contiguas – no asignaciones, ya contratos, áreas contractuales contiguas a esta, hoy todavía asignación – que se adjudicaron a Pemex bajo la modalidad de producción compartida, es que este Órgano de Gobierno estima - no estima, digo - opina favorablemente el modelo de contratación de producción compartida con la particularidad de que la contraprestación pueda ser en efectivo. De manera que se vaya sintetizando cuáles fueron las cinco opiniones previas y cuál es la opinión que este Órgano de Gobierno estaría dando en esta asignación en particular. Digo, quizá si eso se recoge en el oficio creo que todos podríamos estar de acuerdo con ello. Y yo nada más dos preguntas. Creo que sí está en los antecedentes. ¿Cuándo se licitó originalmente este contrato? Que entiendo ganó Cheiron, ¿no? Una empresa egipcia. ¿El CIEP cuándo fue que se licitó originalmente?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- El contrato se celebró por parte de Pemex Exploración y Producción y la Compañía Petrolera Altamira el 20 de agosto del 2012.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Derivado de la licitación que hizo Pemex. ¿Verdad?

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, sí, cuando el CIEP fue licitado.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y la siguiente pregunta es nada más para tener claridad en el proceso, cuál fue el Acuerdo de Operación Conjunta que presentaron las partes a SENER. Lo tenemos supongo acá. El operador ahí va a ser Cheiron.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Lo que nos han



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentado o lo que ocurre como parte del proceso es que ya vino a esta Comisión la opinión para la procedencia técnica en términos de la migración. En el proceso en el punto en el cual nos encontramos al día de hoy es la opinión al modelo de contrato. Así como la Secretaría de Energía a nosotros nos pregunta sobre cuál es el mejor modelo de contrato, también a la Secretaría de Hacienda en su momento le dice, oye, pues cuáles son los componentes fiscales derivados de que yo estoy proponiendo un Contrato de Producción Compartida.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, pero la pregunta es porque en términos del reglamento, en términos del reglamento nos debieron mandar eso. ¿No nos lo mandaron?

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- No.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está bien.

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

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Porque posteriormente se definen los términos contractuales y fiscales, posterior a este paso que es la modalidad contractual, porque deriva de esa modalidad.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pues seguramente entendí mal o leí mal el reglamento, porque el reglamento dice otra cosa. Dice que con la solicitud de las partes – entiéndase en este caso son de Pemex y de Cheiron, es el sexto transitorio del reglamento – las partes dice presentarán cuando menos a SENER. Dice el sexto, a ver, para no inventar. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, sexto transitorio: “Respecto de la migración prevista en el transitorio vigésimo octavo de la Ley de Hidrocarburos – que es el caso – las partes de los Contratos Integrales de Exploración y Producción y de los Contratos de Obra Pública Financiada (CIEP y 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la nación en términos de – tres incisos que ya los sabemos – la producción base e incremental, la incorporación de reservas y el escenario de gastos, costos e inversiones”. Fracción tercera, “los escenarios de precios utilizados”. Cuarta, “las características geológicas del área”. Quinta, “la información sobre la calidad del contenido de azufre y grados API de los hidrocarburos”. Sexta, “la descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del área de asignación a migrar”. Y séptima, dice aquí, “la propuesta de los términos bajo los cuales desean asociarse y del Acuerdo de Operación Conjunta del área contractual”. Y en efecto es pues una vez que nosotros nos pronunciamos respecto de la modalidad de contratación, SENER como decía nuestra Secretaria pues fija las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de lo que será el contrato a migrar. Pero como yo leo el transitorio del reglamento sí debió Pemex y Cheiron presentar a SENER este Acuerdo de Operación Conjunta en donde yo entendería se define quién va a ser el operador, entre otras cosas. Si no lo tenemos, yo simplemente lo apunto ahí, sin que ello afecte nuestra opinión respecto del modelo de contratación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver Secretaria Ejecutiva, ¿cómo está el procedimiento?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El procedimiento lo que ha sucedido en otros casos es que Pemex y el socio hacen la solicitud a SENER y hacen una entrega de un proyecto muy preliminar de lo que señala el reglamento, dado que para su Acuerdo de Operación Conjunta requieren las definiciones que le dará la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda de cómo se conformaría el contrato. Y entonces es cuando detallan un poquito más el Acuerdo de Operación Conjunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, ¿pero este requisito?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Lo cumplen en SENER.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. ¿Pero es previo a nuestra opinión, debe ser previo?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Cuando solicitan la migración.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, esta es la solicitud SENER y luego SENER nos manda a nosotros, dice el reglamento, la solicitud completa. Yo entendería que ahí tendría que venir este proyecto muy preliminar de Acuerdo de Operación Conjunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero entonces no me queda claro la respuesta a lo que pregunta del Comisionado. ¿Estamos en falta con algún documento para poder estar aquí opinando sobre el contrato?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No. La modalidad contractual no está influida por el documento que están mencionando el Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y es un requisito que se debe cumplir en SENER?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, ¿entonces nuestro expediente no está incompleto para poder estar discutiendo esto? Ok. Director General Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias. De hecho, el sexto transitorio del que acaba de leer Comisionado no señala la opinión *per se* de la Comisión Nacional de Hidrocarburos respecto a la procedencia. Lo que no solicitan es una asistencia técnica como tiene la potestad de hacer la Secretaría de Energía a esta Comisión y nos pide, como para hacerlo homólogo al 16 del reglamento, la opinión respecto de la procedencia sobre la fracción segunda, inciso a), b), c) en donde es la producción base, la incorporación de reservas y el escenario de gastos. Entonces en sí estamos correctos con el procedimiento porque lo que sucedió aquí fue una solicitud de asistencia técnica, no una opinión en términos de la migración como se hace para una migración no de un CIEP, sino una migración simple de un Título de Asignación *per se*. Entonces sí se presenta como dice la Secretaria Ejecutiva



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una especie de no quisiera llamarlo borrador, pero sí de un acuerdo muy preliminar porque es hasta en tanto se determina las cuestiones fiscales y los términos contractuales en donde la Secretaría de Energía a petición ya ahora sí del consorcio designa al operador y es ahí en donde empezamos ya a recibir los programas provisionales, el punto de medición provisional, ya con base en ese acuerdo que emita la Secretaría de Energía en donde se designa ya de manera sustancial al operador *per se*.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Entonces no es este transitorio?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Sí, sí es, es el sexto transitorio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Pero dónde dice que nos pronunciamos respecto de la fracción dos, incisos a), b) y c)?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Cuando en su momento nos requirieron la asistencia técnica, lo hacen a través justamente de una asistencia técnica, no de una opinión en términos de lo que dice el reglamento de la ley. No los transitorios, sino el cuerpo en donde sí marca la opinión de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Ahorita en donde nos estamos, eso fue para la migración. Ahorita estamos en el proceso justamente ya de la opinión al modelo de contrato en donde sí establece que debemos de opinar tanto nosotros como la Secretaría de Hacienda y Crédito Público el modelo de contrato.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digo, yo no quiero generar aquí una litis. O sea, yo lo único que digo es el sexto dice lo que ya leí y luego el séptimo dice que SENER resolverá sobre la procedencia de la solicitud de migración de conformidad con el procedimiento siguiente. Lo voy a leer sintetizado, pero no me voy a brincar nada relevante creo yo. Dice la fracción primera, "en un plazo de 15 días hábiles remitirá a Pemex", o sea, SENER remitirá a Pemex la propuesta de lineamientos que regularán las etapas del procedimiento de migración. La fracción dos dice "la SENER remitirá a la Secretaría de Hacienda y Crédito público y a la CNH en un plazo de 15 días hábiles la solicitud de migración completa". O sea, entiendo que a nosotros SENER nos manda la solicitud de migración completa y si es completa incluye, entre otros, pues la fracción sexta que es la propuesta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de términos bajo los cuales desean asociarse Pemex y Cheiron y el Acuerdo de Operación Conjunta.

En efecto nosotros Presidente, y yo por eso creo que no hay tema, o sea, porque lo que nosotros hacemos de acuerdo a este procedimiento es, dice aquí, "la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la CNH emitirán su opinión sobre la propuesta de modelo de contratación en un plazo de cinco días hábiles", que es lo que estamos haciendo. Y luego dice, "en el mismo plazo la Secretaría de Hacienda emitirá opinión respecto de la información prevista en la fracción séptima del transitorio sexto", que es justamente este Acuerdo de Operación Conjunta. O sea, el Acuerdo de Operación Conjunta es un tema que compete a SENER y Hacienda. ¿No? A nosotros solo nos compete dar opinión respecto de la propuesta de modelo de contratación. Yo solamente quería saber si en la solicitud que nos remitió SENER venía, porque tiene que venir de acuerdo a lo que yo leo y entiendo acá, este Acuerdo de Operación Conjunta para confirmar lo que la doctora preguntaba, es quién va a ser el operador. Pues yo entiendo que va a ser Cheiron. Pero más allá de lo que yo entienda pues quería yo confirmar con ustedes que el Acuerdo de Operación Conjunta preliminar muy primario, muy básico, pues ya dijera eso. Me voy a asociar con Cheiron y Cheiron va a ser el operador. Y una vez que Hacienda, perdóneme, defina las condiciones económicas y los términos fiscales, pues ya lo podré yo precisar. Pero creo que ya estaríamos hoy en condiciones de acuerdo a lo que establece el reglamento de saber eso. Nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Efectivamente en la carpeta que nos envía la Secretaría de Energía no señala en el extracto del JOA que el actual contratista será el operador.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ya, muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más para complementar. Como ha sido en todas las migraciones. O sea, en ninguno el operador ha sido PEP. Entonces por eso fue mi comentario. Y simplemente para complementar, ahí sí si estoy equivocada me corrigen, el contrato ha sido de producción compartida en todos los casos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

anteriores, en todas las migraciones con pago, o sea, no considerando los pagos en efectivo. O sea, nada más, porque nuestra justificación en realidad para decir producción compartida con pago en efectivo no es necesariamente el mismo punto de todos los resultados que hemos tenido hasta ahorita en todas las migraciones. Simplemente en las anteriores ha sido producción compartida voy a decir que lisa y llanamente, ¿no? O sea, pura, exacto. ¿Sí?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo sigo insistiendo en que tenemos que tener muy claro por qué estamos tomando la decisión. O sea, si esos son criterios nada más que se van a tomar en cuenta en cada criterio tienen que decirnos aquí es más claro que gana producción compartida, aquí es más claro que gana licencia. Necesitamos una tablita – ¿cómo llamarlo? –, un comparativo punto por punto. Por ejemplo, tienen ustedes dice riesgo geológico bajo. Bueno, ¿eso te lleva adónde? ¿Por qué esto es mejor que esto? O sea, el hecho de poner riesgo geológico bajo, está bien, ¿es bajo y?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Eso nos debería llevar a licencia.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esa no debería llevar a licencia. Entonces si nosotros nos vamos uno por uno, nosotros nos vamos a dar cuenta que no hay decisiones así tan, tan claras. No es de cero a uno, en algunos está en 0.8, en otros está 0.2 y entonces vamos tomando las decisiones de acuerdo a las características que tiene cada una de las áreas. Por ejemplo, si nosotros el caso me hacen ruido palabras como "posible beneficio". ¿Se va a dar o no se va a dar? Yo no puedo tomar decisiones en una posibilidad de que alguna vez el operador tome esta decisión. Si el operador se va a comprometer a esto ya es otra cosa. Entonces en alguna parte tenemos que decir de los no sé cuántos tienen ahí, 4, 8, 13 criterios. En cuántos gana licencia y en cuántos producción compartida, aceptando que puede haber de los dos y se ve muy claro que los puntos tres más importantes son estos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Si nosotros nos vamos a lo que nos dijo el doctor Néstor pues hay cosas que son muy claras. Los campos cercanos tienen alta posibilidad de tener pues infraestructura compartida y todos son producción compartida. Perfecto, eso son lo que necesitamos tomar de decisiones. Frases de estas a mí no me dicen nada, "experiencia en la administración de Contratos de Producción Compartida". Pues sí, pero también tenemos experiencia en todo tipo de contratos. O sea, no nos vamos a dar nosotros un tiro en la pierna nosotros solos. Nosotros somos capaces de darle seguimiento a todo tipo de contratos con procesos que son un poquito diferentes en cada uno. Y el doctor Néstor está sacando otro tema adicional, que no son tan fijos. Nosotros podemos hacer modificaciones a uno o modificaciones al otro de acuerdo a los intereses del Estado Mexicano. Entonces si nosotros nos vamos a mover a producción compartida con pago en efectivo, pues es una modificación diferente, por lo tanto, la comercialización de hidrocarburos no aparece porque nosotros no vamos a recibir el hidrocarburo. Entonces no sé si valdría la pena – no sé, en el dictamen – poner esto de otra manera, sobre todo recorriendo los comentarios del doctor Néstor. Esto lo que determina son estas cosas, estas tres cosas donde gana obviamente producción compartida. Si no, pues nos quedamos en frases, así como que "el Estado tiene experiencia en la comercialización de hidrocarburos". ¿Están hablando de PMI o están hablando de PEP o de qué están hablando? O sea, el Estado Mexicano es muy grande. ¿Perdón?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Nuestro comercializador.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nuestro comercializador. Entonces el hecho de que nosotros tenemos un comercializador que ya ha existido por mucho tiempo, es cierto, yo no estoy tan seguro que sea lo mejor, pero bueno, esa es una opinión aquí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero bueno, entonces hay coincidencia en lo que señala el doctor Moreira, el Comisionado Pimentel de en esta ocasión no solo remitamos nuestra opinión sino la estructura de los argumentos y que nos sirva a nosotros para ir dándole estructura final a una lógica de análisis de por qué opinamos en un sentido o en otro. ¿No? Entonces doctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En consideración a nuestra área técnica voy a considerar un cuadrito. Dice, “el Estado tiene experiencia en la comercialización de hidrocarburos”. Estamos hablando que todos los contratos de aguas someras son producción compartida más otros más, creo que la suma es del orden de 34, no tengo la cifra exacta. Y al principio cuando no teníamos esa posibilidad decíamos, no, que sea licencia porque no tenemos la experiencia para que nosotros como Estado, porque nosotros tenemos un comercializador para gas y uno para aceite en la CNH. Entonces ahora podemos decir en este momento del tiempo que el Estado ya tiene la experiencia para comercializar hidrocarburos. Eso al principio cuando llegaban ese tipo de solicitudes técnicas por parte de la SENER decíamos es que no tenemos la experiencia en la comercialización. Entonces ahora se pone ahí en el cuadrito porque entonces avala que sea producción compartida porque la producción compartida lo que de alguna forma plantea es que la producción el privado, o en este caso Pemex y el privado o cualquier combinación que haya, comercializa su producción y nosotros como Estado comercializamos la de nosotros. Tenemos a Trafigura para aceite, tenemos a Pemex internacional para gas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- CFenergía.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, CFenergía. Me equivoqué, CFenergía. Entonces el planteamiento es que como eso ya se cumple ahora eso avala lo que dice arriba que es de alguna forma el comentario del maestro Faustino, perdón, Fausto Álvarez Hernández. Pero no está en la redacción adecuada y en eso sí estoy de acuerdo, pero el análisis lo hicieron en forma muy correcta. Era una consideración nada más para ver cómo es que lo ponen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, entonces creo que hay opinión de varios o creo que de todos de que nuestra opinión a la Secretaría de Energía en esta ocasión tengamos una estructura de argumentación que también nos va dando cuerpo y consistencia de cómo vamos a opinar hacia adelante. Eso está claro. Ya nada más yo quisiera recoger de ustedes el sentido de la opinión. El Comisionado ponente propuso deducción de costos, propuso pago en efectivo y que la CNH mantenga la aprobación de los presupuestos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es producción compartida.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces le vamos a llamar a esa combinación en este momento, esa combinación de estos tres factores por ahora la vamos a denominar producción compartida con pago en dinero al Estado. Entonces yo pregunto: ¿están colegas Comisionados de acuerdo con esa propuesta del Comisionado ponente?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estamos totalmente de acuerdo. Y yo quisiera añadir otro tema que va mucho en la lógica de lo que tú estás diciendo. Vamos a tener otro nuevo Gobierno, vamos a tener nueva gente en SENER y nos conviene mucho que ellos entiendan el por qué estamos tomando las decisiones y por qué estamos haciendo las recomendaciones y por qué hemos ido creando modelos intermedios. Entonces ahorita es el momento de ser mucho más explícitos en nuestra toma de decisiones. Yo creo que vale la pena empezar a decir se trata de un modelo modificado de producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que lo prevé la constitución y la ley cuando dice, seguramente el Comisionado Pimentel si nos ayuda ya lo vi con la ley en la mano, que prevé esas combinaciones. ¿No? Pero en lo que eso ocurre, doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, yo estoy de acuerdo. Simplemente hay que clarificar que nuestros argumentos entonces no habría comercializador.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En este caso no.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En este caso, o sea, en nuestra propuesta. Y por lo tanto pues habría puntos que no deberían de ser considerados para nuestra argumentación, o sea, como el Estado tiene experiencia en la comercialización de hidrocarburos, la experiencia, bueno, en contratos. O sea, y yo insisto en la sinergia porque la sinergia son de contratos de producción compartida únicamente, no con pago en efectivo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, claro. Aquí totalmente de acuerdo que va en línea con lo que han dicho los colegas Comisionados. A ver, vamos a revisar con cuidado qué argumentos incluimos en el comunicado formal a la Secretaría de Energía. Sabemos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aquí se presentó un mapa, pero ya en nuestra opinión final hay que revisar exactamente cuáles corresponden al voto final del Órgano de Gobierno. El argumento de sinergia a mí me hace sentido no en la parte de comercialización como usted dice doctora, sino en la parte de costos. O sea, si vamos a como Estado a permitir la deducción de costos, sí me es relevante el poder comparar costos de operaciones similares en regiones similares ahí mismo. Entonces ahí sí hay sinergia en la supervisión de los costos y para efectos de aprobar los presupuestos. Ahí sí hay una sinergia que vale la pena destacar, como usted dice no en la comercialización, no en la no comercialización. Secretaria Ejecutiva, usted levantó la mano.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, quería proponerles exactamente eso, cuáles eran los puntos en los que estaban coincidiendo porque ha habido diversas reuniones en esta materia, no solamente en migraciones de CIEP y COPF, sino también en todas las modalidades de contratación para las licitaciones. Y estos puntos ustedes lo han comentado en distintas ocasiones, a veces pueden ser interpretados como a favor de licencia y los mismos puntos también pueden ser interpretados para producción compartida. Entonces por esa razón en alguna sesión se determinó no enviar ninguna opinión de soporte que trajera los diferentes argumentos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto, porque coincidíamos en la conclusión, pero no en los argumentos. Es correcto.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Correcto. Entonces en esta ocasión en donde ustedes me piden que haga una explicación más exhaustiva en el oficio, yo sugeriría referirnos a lo que mencionaba el Comisionado Pimentel que es que, si bien se había opinado como licencia en los anteriores casos, la razón dado que al final fueron suscritos como producción compartida, la CNH consideraba viable que por razones de sinergia y también por razones de la tecnología por el tipo de hidrocarburo, la opinión en esta ocasión era de producción compartida. Y esos serían las dos únicas razones por la que referiría yo en el oficio si estuvieran de acuerdo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Con la contraprestación en efectivo. ¿No?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, correcto. Por supuesto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si puedo rápido, bueno, es que me decías que la ley lo permite, ¿no? El tema de combinación. Muy rápidamente es el segundo párrafo del cuarto transitorio del Decreto de Reformas a la Constitución que dice, “la ley establecerá las modalidades de las contraprestaciones que pagará el Estado a sus empresas productivas o a los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos que hagan por cuenta de la nación. Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes”. Fracción primera, “en efectivo para los contratos de servicios.” Fracción segunda, “con un porcentaje de la utilidad para los contratos de utilidad compartida”. Fracción tercera, “con un porcentaje de la producción obtenida para los contratos de producción compartida”. Fracción cuarta, “con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo para los Contratos de Licencia”. O, fracción quinta, “cualquier combinación de las anteriores”. De ahí que podamos perfectamente opinar que es un Contrato de Producción Compartida pero la contraprestación en favor del Estado que sea en efectivo y no en barriles.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De acuerdo, previsto en la Reforma Constitucional. Comisionado ponente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero creo que es bien importante el plantear la alternativa A y B. Producción Compartida solita tal y como está nosotros tendríamos que pedirle a Trafigura que lo comercialice. ¿Y qué va a hacer Trafigura? Se lo va a vender a PEP. Nosotros vamos a tener que pagar como Estado a Trafigura ese manejo. En el caso B, la alternativa B es producción compartida, pero nos pagan en efectivo. Pues ellos lo hacen y ya no hay un gasto, no hay un intermediario vamos a decir.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Comisionados, nada más para precisar en este caso. No estamos seguros que Trafigura se lo venda a PEP dado que está teniendo ya la sinergia con Ébano. ¿No? Nada más para hacer esa aclaración. No sabemos Trafigura qué nos propondría para comercializar el hidrocarburo de ese.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El mandato que tiene Trafigura es buscar la mejor alternativa para el Estado que es presumible que muchos de estos casos es el mismo Pemex, pero como usted dice Secretaria no necesariamente.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Porque se están incrementando ya el número de contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Exacto, en la medida que el volumen se agrega, pues se abren otras posibilidades.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque hay que recordar que son 3,015 barriles.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con Ébano y con Pánuco ya sería otra cosa.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En cualquier caso, te ahorras el pago al comercializador. O sea, lo venda a quien lo venda te ahorras ese *fee*. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí. El punto de la Secretaria que, bueno, que no necesariamente la mejor opción...

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sería vendérselo a Pemex.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Quizás en el corto plazo sí, más adelante hay otras opciones que le pueden dar un mejor precio al Estado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y una aclaración adicional respecto de quién sería el operador. Si bien ellos lo solicitan así, durante el proceso de migración la Secretaría de Energía tiene que validar las capacidades de ese operador que tanto Pemex como el contratista actual solicitan para efectos de que valide y autorice que ese operador lo sea y al final nos envían todo el paquete con esa solicitud.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero hay que recordar que ya tienen Cárdenas-Mora. Esta compañía ya ganó un contrato.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, formalmente sea válida la capacidad me refiero.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Formalmente la validan.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, en el expediente SENER válida esa capacidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Bien, entonces creo que ya tenemos un acuerdo, ¿no? Siempre mejorando nuestra opinión sobre los contratos. Secretaria Ejecutiva, entonces si le parece bien dé lectura a la propuesta de acuerdo sobre la base de lo aquí discutido.”

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

ACUERDO CNH.E.65.001/18

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

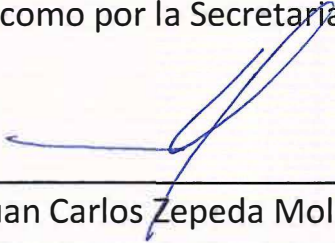


Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contratación en favor del modelo de producción compartida, con pago en efectivo al Estado, para la migración de la asignación AE-0389-M-Altamira, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:14 horas del día 20 de noviembre de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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



Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente




Alma América Porres Luna
Comisionada



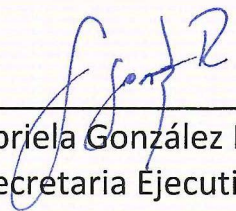
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaría Ejecutiva