



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:43 horas del día 17 de enero del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0012/2018, de fecha 16 de enero 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, 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 para la migración de un contrato integral de exploración y producción (CIEP) a un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, relativo a la Asignación AE-0391-M-Ébano.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión sobre el modelo de contratación para la migración de un contrato integral de exploración y producción (CIEP) a un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, relativo a la Asignación AE-0391-M-Ébano.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, 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.-
Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, como ya lo comentó nuestra Secretaria Ejecutiva, estamos en un proceso de migración de esta asignación que ha sido descrita como la asignación AE-0391-M-Ébano. En este proceso de migración la SENER solicita la opinión a esta CNH respecto del modelo de contrato más conveniente que puede determinarse para la migración, para cuando esta migración sea ya un Contrato de Exploración y Extracción. La SENER nos está proponiendo que analicemos una decisión previa que han tomado, que es la determinación de un Contrato de Producción Compartida, para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conocer nuestra opinión. Entonces antes de exponer el contenido de la ponencia, yo quisiera que fuera el titular de la Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos Fausto Álvarez Hernández quien nos expusiera primero cuál fue la opinión que nos hizo llegar en la consulta técnica que se hizo respecto a este tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante ingeniero.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias, buenos días Comisionados. Como bien lo menciona el Comisionado Acosta, el día de hoy venimos a dar nuestra opinión sobre el modelo de contrato para la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano para un Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Adelante.

Como bien lo mencionó el Comisionado, la SENER solicitó mediante los oficios 500.423/17 y 500.002/18 la opinión sobre la propuesta al modelo de contratación para la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano a un Contrato de Producción Compartida.

Algunas características generales de esta asignación que se pretende migrar a un contrato es que esta asignación se encuentra ubicada en el Estado de Veracruz, San Luis Potosí y Tamaulipas y cuenta con un área aproximada de 1,584 km². Dentro de esta asignación se encuentran diversos campos. Dentro de los campos que destaca está Ébano, Chapacoa y parcialmente está Corcovado, Limón, Cacalilao y Altamira. Adelante.

Uno de los aspectos adicionales a mencionar son características de los campos y del área en particular para esta asignación. La primera de ellas es que esta es un área que ha comenzado o que comenzó actividades tanto de exploración como de extracción desde inicios de 1900, cuando se hicieron los primeros estudios y descubrimientos en el campo. En promedio los campos que ahí aparecen asignados en esta asignación...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, es el origen de la industria petrolera del país.

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Casi, casi, así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Fue de los primeros. Como bien lo comenta el Comisionado, fue alrededor de 1903-1904. El hidrocarburo líquido que se presenta en promedio en el área es aceite extra pesado con una densidad que va dentro de los 8 a los 12 grados API. Y el volumen original total contemplado es de 2,600 millones de barriles de aceite y de 4.2 billones de pies cúbicos de gas conforme a la última información que tenemos de reservas, al primero de enero del 2017. La reserva remanente para que se contempla al primero de enero del 2017 es de 12.4 millones de barriles de aceite y de 2.5 billones de pies cúbicos de gas, lo que representa aproximadamente un 0.4% de la producción nacional de aceite y un 0.02% de la producción nacional de gas.

Otra cosa que es de mencionar es que de acuerdo a lo entregado por PEP se esperan factores de recuperación finales menores o aproximados al 10% tanto en aceite como en el gas. Y finalmente para noviembre del 2017 se tiene una producción reportada para la asignación de 8,900 barriles diarios de aceite y alrededor de 760 mil pies cúbicos de gas natural. Adelante.

Como lo mencionaba también el Comisionado Acosta, dentro de la información que nos hace llegar la SENER para la justificación del modelo de contrato hacia un Contrato de Producción Compartida, lo clasifica básicamente en tres componentes. El primero de ellos es el componente técnico-operativo, que así le denominan, y básicamente el principal argumento es que tanto la empresa productiva del Estado (en este caso PEP) y el Estado tiene ya experiencia tanto técnica como económica en este tipo de proyectos. En cuanto al componente administrativo la asignación es un campo vecino a la asignación de Pánuco, lo que menciona la SENER podría generar ciertas sinergias en el desarrollo de determinados proyectos en el área.

Y finalmente también la SENER hace mención a la similitud que existiría entre un Contrato de Exploración y Extracción en su modalidad de producción compartida con lo que es al día de hoy un contrato tipo CIEP. Y básicamente establecen que dichas similitudes están en cuatro aspectos principales. El primero de ellos es el pago, que existe un pago de una contraprestación que reconoce costos y es contra la utilidad. Establece que en ambos tipos de contratos se entrega la producción que corresponde al operador y la producción que corresponde a PEP. Se mantiene una gestión operativa contractual y permite reconocimientos de costos a un límite definido similar a lo que ocurre con un Contrato de Producción



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Compartida. Y adicional a esto se tiene un periodo de transición, un programa mínimo de trabajo y un periodo de desarrollo, similar a los contratos petroleros que manejamos independientemente si es Contrato de Producción Compartida o de Licencia. Esos son los argumentos de la SENER.

En cuanto a los argumentos técnicos o las consideraciones técnicas que emite esta Comisión a favor del Contrato de Licencia, y que esa es la opinión del área técnica de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, como siempre lo dividimos en cuatro componentes principales. El primero de ellos es el componente técnico. Ahí uno de los primeros análisis que se hace es el bajo riesgo geológico que existe debido a pues al conocimiento amplio que se tiene del área de aproximadamente de más de un siglo de trabajo de exploración y extracción en esta zona. Otro de los aspectos importantes a mencionar dentro de nuestro análisis técnico fue el tipo de hidrocarburo que, como ya lo habíamos mencionado, va de entre los 8 a los 12 grados API, considerado crudo pesado-extra pesado.

Y otro aspecto importante dentro de nuestra consideración técnica es el desarrollo de la operación del campo que actualmente cuenta con alrededor de – si mal no lo tengo entendido – 434 pozos perforados, de los cuales se encuentran 205 de ellos en producción y alrededor de 194 cerrados con posibilidad de ser reactivados. El otro componente es que se esperan factores de recuperación final para el aceite y el gas menores al 10% y obviamente tomando en cuenta todos estos factores para hacer... para poder incrementar el factor de recuperación podría ser necesario la aplicación de tecnologías de recuperación avanzadas.

En términos generales lo que evaluamos dentro de este componente técnico es: Por las características del crudo extra pesado, las características de que al día de hoy dentro del campo se tienen 205 pozos con producción de aceite. Y de esos 205 pozos con producción de aceite, alrededor de 6 presentan una producción mayor a los 200 barriles diarios. Aproximadamente la producción promedio por pozo del campo es de unos 44 barriles diarios, lo que si analizamos técnicamente llevaría que se requiere mantener una campaña de perforación elevada para mantener los niveles de producción que se pretende que se tengan dentro del campo. Sobre todo si se observa que la producción máxima estimada que nos da



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pemex en el pico de producción que se alcanza para el año 2020 es de alrededor de 15,600 barriles, ¿no? Haciendo una división rápida pues querría decir que tendría que tener alrededor de 400 pozos operando en pico, tomando en promedio la producción promedio por pozo – ¿no? – que se tiene al día de hoy en el campo. Es por eso que nosotros al hacer todo este análisis técnico vemos que eso tendría un alto impacto económico en la ejecución del proyecto. Toda la inversión que se requeriría no sólo para la campaña activa de perforación que tendría que ocurrir dentro del campo sino también por la necesidad de instalar sistemas de recuperación mejorada, sobre todo porque hablamos de crudo pesado que requeriría algún sistema de recuperación mejorada, a lo mejor inyección de vapor o algo así para poder hacer fluir y mejorar los factores de recuperación que se han propuesto dentro del área contractual.

Entonces moviéndonos un poco ya a los temas económicos, creemos que también el modelo de licencia es más eficiente porque el cálculo de la contraprestación se hace contra la base de los ingresos, no contra la base de la utilidad como se hace en el modelo de producción compartida. Entonces básicamente en este sentido toda esta nueva inversión que tendría que hacer el operador petrolero dentro de este contrato pues correría a riesgo del contratista y siempre el Estado estaría recibiendo contra ingresos en temas de licencia. Y los gastos operativos y de inversiones elevados asociados tanto a la campaña como a los sistemas mejorados de producción pues dependerían enteramente del operador petrolero.

Adicional a esto, otro de los componentes técnicos que analizamos dentro de la Unidad es la flexibilidad operativa. Y para nosotros el sistema de licencia permite una flexibilidad operativa adicional al contratista porque él podrá determinar cuál es la mejor forma de operar y explotar el campo asociada a los costos y hacer de una manera rentable la explotación del campo, ¿no? Y otra de las cosas que es importante tanto para el contratista como para la CNH es la disminución de los costos asociados a la administración de este tipo de contratos. Obviamente no es el mismo nivel de detalle y de administración y de control (supervisión) que hay que colocar en un Contrato de Producción Compartida como lo es en un Contrato tipo Licencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y finalmente el último de los elementos que se analizaron técnicamente dentro de la Unidad es el aspecto de la comercialización. La contraprestación del Estado es en efectivo y no en especie. No existen riesgos. Nosotros pensamos que no existen riesgos y costos asociados a la comercialización. ¿Qué es esto? Como hablamos de un crudo pesado esto requeriría obviamente que se incurriera en costos adicionales para su transporte y movilización, porque habría que calentar el crudo para poder moverlo, quizá habría que mezclarlo con crudos más ligeros para poder llegar a las mezclas adecuadas de comercialización, etc., más la cuota adicional del comercializador. Entonces esto traería a la mezcla costos adicionales a la comercialización que al final del día serían deducidos al precio del hidrocarburo y por ende tendrían un impacto en la contraprestación que recibiría el Estado. Y finalmente creemos que existen también complicaciones técnicas y administrativas – como ya lo mencionaba – para el transporte debido a que se trata de este tipo de crudo pesado, ¿no? Adelante por favor.

Derivado de lo anterior, las consideraciones jurídicas que también se tomaron en cuenta es que la modalidad de la contratación de producción compartida o de licencia son legalmente procedentes en virtud de lo siguiente: Tanto el transitorio cuarto del derecho de la... del Decreto – perdón – de la Reforma Constitucional en Materia de Energía donde establece las cuatro modalidades de contratos. Y dentro de estas cuatro modalidades de contratos está tanto el de producción compartida como el de Contrato de Licencia. Y asimismo la normatividad aplicable tanto en el artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos donde establece estas mismas cuatro modalidades. Y la sección primera y segunda del capítulo primero del título segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos donde establece que las disposiciones relativas a las contraprestaciones deberán de contener los Contratos de Licencia y de Producción Compartida. Adelante.

En este orden de ideas las conclusiones. Derivado del análisis jurídico es que la opinión legal es que los modelos de contratación, tanto de producción compartida como licencia propuesto por la SENER producción compartida y el que nosotros proponemos el de licencia, se encuentran previstos dentro del Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía y en la Ley de Hidrocarburos y en su reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que resultan procedentes en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

términos jurídicos. Y en cuanto a lo que corresponde a la opinión técnica, el modelo de contratación de producción compartida propuesto por la SENER es viable para la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano a un Contrato de Exploración y Extracción. Sin embargo, sugerimos con base a nuestra opinión técnica que, dado las características técnicas y operativas de los campos asociados a esta asignación, sería lo mejor migrar a un modelo de Contrato tipo de Licencia, ya que creemos que es la opción que ofrece las mejores condiciones al Estado respecto a los riesgos, las contraprestaciones y lo que ya hemos discutido en láminas anteriores. Eso sería parte por nuestra parte todo Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Álvarez. Comisionado ponente.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, para continuar discutiendo el sentido de la ponencia, primero me gustaría destacar algunas cuestiones que ya mencionó el maestro Álvarez. En principio estamos hablando de un área bastante importante desde el punto de vista de su extensión como de sus actuales niveles de producción. Estamos hablando de un área de 1,569 km². Es decir, esta área es 8 veces más grande que el promedio de los bloques que estamos ofertando o que se ofertaron en la 2.3, en la convocatoria de la Ronda 2.3. Adicionalmente tiene una producción actual de 9,480 barriles de petróleo diariamente. Es decir, estamos hablando pues de una área muy importante para Pemex y muy importante para el país.

La SENER nos está diciendo que ellos pretenden determinar para este contrato migrado un contrato denominado producción compartida que implica que el contratista hace una serie de inversiones y esas inversiones pueden ser recuperadas. La repartición se hace respecto de la utilidad que quede una vez que se haya hecho el balance respecto de los ingresos y egresos del proyecto; a diferencia del Contrato de Licencia donde el Estado recibe un porcentaje de la producción, el equivalente al costo de la producción, al precio de la producción, independientemente de los niveles de inversión del contratista.

La conclusión del área técnica es que para este tipo de contrato es más conveniente el Contrato Licencia. Nosotros en la ponencia estamos también haciendo la recomendación a este Órgano de Gobierno para que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se comuniqué a la SENER que, en consideración del análisis que se nos ha expuesto y a otros argumentos que iremos comentando, se considera conveniente que este contrato sea un Contrato Licencia. Les hice llegar hace un momento (les repartimos) la justificación que nos hace llegar la SENER precisamente para sustentar los argumentos que le llevan a concluir por qué es conveniente considerar que este debe ser un Contrato de Producción Compartida.

El documento está dividido en una primera parte donde hacen una identificación y una descripción del área, que son el punto 1 y el punto 2. El primero denominado "identificación de la asignación" y el segundo "consideraciones para el modelo de contratación". Realmente los argumentos para sustentar por qué se considera que es el Contrato de Producción Compartida el contrato adecuado están en el punto 2.2, que está en la página 4 y al cual me quisiera referir para abundar algunas de las cuestiones que aquí ya nos expuso el titular de la Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos.

Dice en su inciso a en cuanto a las contraprestaciones. Dice, "el modelo de contratación propuesto prevé que la base para el cálculo de las contraprestaciones que se pagan al Estado serán los ingresos netos y considerará un mecanismo de recuperación de costos, permitiendo gravar sobre la base de utilidades que genera el proyecto, lo que tiene la ventaja de ajustar el gravamen en función de los costos, resultando económicamente muy eficiente". O sea, esta argumentación llega a concluir la SENER que este contrato le permitirá ser más eficiente para decir en su segundo párrafo: "Asimismo el contratista tiene derecho a una contraprestación en especie pactada en el contrato a manera de un porcentaje de la producción de hidrocarburos netos proveniente del área contractual".

El hecho de que este contrato le permita dividir la producción en especie para que una parte sea del contratista y otra parte sea del Estado es precisamente lo que en mi concepto considera que no hacen eficiente este contrato. Y la propia área técnica nos lo dice en su dictamen técnico, de alguna forma lo esbozó hace un momento el maestro Álvarez. En el documento que nos hacen llegar en uno de sus argumentos nos dicen, "en el caso de optar por una modalidad de contratación de producción compartida es posible que el comercializador del Estado tenga la necesidad



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de celebrar acuerdos comerciales con terceros a efecto de realizar la mezcla del hidrocarburo pesado correspondiente al Estado derivado del contrato con hidrocarburos más ligeros. Lo anterior para lograr una mezcla en condiciones para venta y transporte. Estos acuerdos significan gastos administrativos adicionales por parte del comercializador, los cuales serían transferidos al Estado reduciendo el beneficio de este último". Es decir, este argumento que se nos hace llegar de que resulta económicamente más eficiente creo que con el punto que acabo de leer pues es suficiente para poder entender por qué en opinión de esta ponencia no se considera este contrato eficiente.

Y hay un punto adicional que también agrega el área técnica que nos dice, "la modalidad de contratación de licencia le brindaría mayor flexibilidad operativa al contratista para poder aplicar las tecnologías necesarias para el desarrollo óptimo de los campos. También reduciría los costos administrativos en los que tendría que incurrir el operador como el Estado. De igual forma se reducirían los costos de supervisión por parte de este último. Cabe mencionar que la contratación por licencia permitiría al Estado obtener la contraprestación sobre los ingresos totales de la operación, por lo que no se afectaría su beneficio". Yo agregaría a esta argumentación que nos envía el área técnica la siguiente explicación descriptiva y material de lo que va a suceder.

Actualmente esta área está produciendo, como ya lo decíamos, 9,480 barriles de petróleo diariamente. El Contrato de Producción Compartida implica dividir esa producción que hoy no está dividida. Toda la maneja Pemex en dos partes, una parte para el Estado y otra parte para Pemex y su socio. Si le aplicamos los mismos porcentajes que aprobó la Secretaría de Hacienda de división para la repartición de beneficios que se utilizó para Santuario, estaríamos hablando de que un 65% sería para el Estado y un 35% sería para Pemex y su socio, lo que implicaría que 6,162 barriles le quedarían al Estado para su comercialización. Es decir, una corriente que actualmente aprovecha completamente Pemex para hacer sus mezclas en su sistema nacional de refinación, hoy quedaría en manos del Estado para que a través de su comercializador lo coloque a otro posible comprador. Ese posible comprador puede ser Pemex, pero puede haber un escenario en el que no lo sea.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Habría que preguntarle a Pemex qué opina de que de un día para otro lo dejemos sin 6,000 barriles para sus mezclas, que se le agregarían a los 10,000 que ya no tiene o que no tendría derivado del contrato que ya se encuentra vigente que es el de Ek-Balam y que en el mes de diciembre diariamente le correspondió al Estado una producción de 10,000, aproximadamente 10,000 barriles diarios. Es decir, serían 10,000 más estos 6,000 más los que nos dicen en la propia justificación que vienen para efectos de la migración de Ébano. Iríamos poco a poco dejando a Pemex sin la suficiente capacidad para cumplir con sus cuotas de mercado en cuanto a la colocación de crudo que requiere para efecto de realizar sus productos marcadores, es decir los que ya conocemos como Maya, Olmeca y el resto.

Entonces esta división artificial lo que hace completamente ineficiente el contrato. No solamente porque lo hace ineficiente en lo operativo, sino porque en la supervisión le agrega una serie de cargas que actualmente no son necesarias llevar por parte de Pemex y por parte del Estado, que es la supervisión específica de cada uno de los recursos que se vayan invirtiendo en los proyectos. Porque implica por una parte que esta Comisión apruebe sus presupuestos anuales, apruebe su plan de trabajo anual y sus presupuestos de inversión, sus proyectos de inversión anuales, para que luego venga otra etapa en la que la Secretaría de Hacienda determine si esas inversiones fueron efectivamente realizadas y una vez que las apruebe hacer la autorización de las deducciones. Este proceso es verdaderamente complicado, es verdaderamente ineficiente y le cargaría costos de administración tanto a la CNH como a la Secretaría. Perdón, al propio contratista.

En el punto b dice la SENER en su justificación: "En el modelo de contratación propuesto la conducción de las operaciones y actividades petroleras las lleva a cabo el contratista con un riesgo de costos compartidos con el Estado". Habla de un riesgo de costos compartidos con el Estado cuando realmente el riesgo aquí es menor porque estamos hablando de campos ya descubiertos. La producción la van a tener a partir del día primero. O sea, en cuanto se firme el contrato y éste entre en vigor el riesgo es muy pequeño porque hay una producción ya corriendo. Podríamos decir que este argumento se aplicaría más para aguas profundas porque ahí sí hay un riesgo mayor de inversión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Sin embargo, aún así la propia afirmación de que se llevan a cabo costos compartidos creo yo que va en contra de la propia filosofía de la Reforma Energética porque de acuerdo a los documentos que publica la SENER en un documento que se llama "Reforma Energética: Resumen Ejecutivo" dice que el tercer objetivo de la Reforma es reducir la exposición del país a riesgos financieros, geológicos y ambientales en la actividad de exploración y extracción de petróleo y gas natural. Es decir, no se busca compartir, se busca más bien reducir los riesgos del Estado. Y aquí nos están dando un argumento que creo que va en contra de la filosofía de la propia Reforma Energética. Y adicionalmente creo también que el hecho de que estemos frente a un área que ya está en producción, disminuye sin duda esos famosos riesgos compartidos. O sea, ya están. Si bien va a tener que realizar otras actividades de exploración, pues el riesgo disminuye porque la producción está desde el día uno como lo he dicho.

En el punto número 2.3 en cuanto a los términos contractuales del CIEP, que es actualmente la forma en la que se está administrando el contrato y el que sería el nuevo contrato firmado por esta Comisión y Pemex y su socio, que es el Contrato de Exploración y Extracción de Producción Compartida, dice la SENER: "El CIEP cuenta con ciertos términos operativos similares a los que aplican a un modelo de contratación de producción compartida tales como el pago de la contraprestación en ambos contratos reconoce los costos y la utilidad". Y lo que yo quisiera que reflexionemos es si esto fue un atributo y una característica importante del CIEP como para decir que la tengamos que repetir como esquema. Es decir, creo yo que este fue uno de los principales problemas precisamente de la operación de los CIEPs.

En una de las audiencias que tuvimos aquí en la Comisión yo le preguntaba a un operador de CIEPs cómo iba su proceso de recuperación de costos y él nos contestó que del 100% de las inversiones que habían tenido iban apenas con un avance de reconocimiento del 30%, muy desfasados en su calendario. Esto nos evidencia que el seguimiento de las inversiones y el reconocimiento de los costos para hacerlos deducibles genera complicaciones aún en áreas muy altamente especializadas como Pemex. Por lo tanto, creo que utilizar este argumento es utilizar una de las características menos beneficiosas que se evidenciaron en la operación de CIEP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Luego termina con el punto número 3 en conclusiones. Dice, “Ébano es un campo vecino a Pánuco, el cual se encuentra en proceso de migración también a un Contrato de Exploración y Extracción, por lo que de determinarse procedente la migración en ambos casos se podrían generar sinergias entre los proyectos al determinarse para ambos un modelo de contratación de producción compartida”. Yo creo que al contrario, vendría a agravar la situación. Porque si ya Pemex ya no va a tener una parte de la producción de Ek-Balam, ya no tiene una parte de la producción de Santuario, ya no tendría una parte de la producción del actual campo que estamos viendo Ébano y le agregaríamos al de Pánuco, se quedaría con menos posibilidades de llevar a cabo sus mezclas. En una primera etapa yo estoy de acuerdo que el comercializador no va a tener mejores opciones que Pemex, pero conforme vaya avanzando la especialización de nuestros comercializadores quizás a finales o a mediados de este año vamos a ver que nos pueden estar presentando opciones de mejor precio en el mercado que pueden dejar a Pemex sin este hidrocarburo. Entonces creo que no solamente no se genera una sinergia, sino yo creo que es algo que viene a agravar la situación de Pemex en cuanto a la disponibilidad de hidrocarburo que necesita para sus mezclas.

El segundo punto dice: “Ébano es un campo con petróleo pesado, por lo que podría requerir métodos de recuperación secundaria y/o mejorada para producir el hidrocarburo. Dicha actividad petrolera requiere de inversiones considerables desde el inicio de la operación al amparo del contrato, por lo que la propuesta de este Contrato de Producción Compartida incentiva la inversión”. Yo tampoco estoy de acuerdo con esta manifestación de la SENER porque pareciera que el contratista no va a tener inmediatamente disponibilidad de flujo, cuando ya dije que el día uno tiene disponibilidad porque es un campo en producción. Este argumento podría ser para un área en exploración que requeriría inversiones del contratista sin saber si va a localizar o no áreas que le generen hidrocarburo. Pero aquí tenemos un área que ya está produciendo.

El siguiente punto dice: “Los volúmenes de producción de extensión y de reservas antes mencionados lo hace un campo con un potencial inmediato para incrementar la producción al realizar inversiones adicionales. De optar por otro modelo de contrato que no permita la recuperación de costos, podría hacer desincentivar la inversión, ya que el flujo de efectivo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

disminuiría o inclusive podría llegar a considerarse como un proyecto no viable económicamente por lo que no habría una proyección de desarrollo del potencial del campo aumentando por tanto el riesgo del proyecto". Pareciera que estamos poniendo o exponiendo que los Contratos de Producción Compartida no incentivan la inversión porque no pueden tener recuperación de costos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, el de licencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Los de licencia.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón, el de licencia. Lo real es que la diferencia entre uno y otro es que a la hora de determinar el porcentaje que le corresponde al Estado simplemente se hace la adecuación en cuanto a lo que le tocaría al Estado y lo que le tocaría al contratista. De tal manera que si no tiene recuperación de costo tendría una mayor participación en el proyecto y al tener una mayor participación en el proyecto tiene un mayor flujo permanente de efectivo, lo que pues me lleva a concluir que este argumento no del todo resulta sustentable.

“Se trata de un campo terrestre – dice el siguiente punto – con riesgos técnicos asociados bajos, toda vez que las partes del CIEP cuentan con la experiencia, tecnología y conocimiento geológico para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos”. En el documento que nos envía el área técnica concluye exactamente en lo contrario. “Los campos – dice el punto número uno de sus conclusiones –, los campos que se encuentran en la asignación por migrar producen aceite pesado de aproximadamente 8 a 12 grados API y de alta viscosidad. Por lo anterior se requieren tecnologías especiales para continuar con su desarrollo. Esas tecnologías incluyen métodos de recuperación mejorada, los cuales deberán ser aplicados para lograr un incremento en el factor de recuperación. Actualmente no se tiene en México la experiencia suficiente en la aplicación de dichos métodos. Esto significa que existe una incertidumbre importante con respecto a los costos y volúmenes de recuperación asociados”. Es decir, dice exactamente lo contrario a lo que nos está manifestando la Secretaría de Energía.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y aplica también para el siguiente punto que dice, “los costos de ese tipo de áreas son más conocidos por la industria, lo cual que hace la supervisión de las inversiones para efectos de la determinación de los costos recuperables representen menor complejidad”. Si representaran menor complejidad, el reconocimiento de costos en el CIEP, que actualmente está vigente, no hubiera sido tan complicado. Es precisamente la complejidad de las inversiones y la diversidad de actividades que se realizan la que hace esta complejidad para poder realizar su supervisión y su control. Este último punto abre para mí un aviso muy importante que me parece que tenemos que tener presente.

Entre más supervisión requiera y más control requieran las inversiones y exista un servidor público, ya sea en la CNH o en la SENER, que bajo su discrecionalidad autorice una recuperación de costos, es decir la validez de una factura, estamos abriendo el espacio a muchas conductas inadecuadas/indebidas. Es decir, a actos de corrupción.

Actualmente creo que llevamos procesos que nos permiten distinguarnos por su transparencia, pero estamos generando a la vez una serie de esquemas que podrían dar paso a que con incentivos inadecuados servidores públicos pudieran aprovecharse para efecto de tener a las empresas privadas tocando la puerta, insistiéndoles para que les autoricen el reconocimiento de sus gastos y de esta manera poder obtener una recuperación de gastos que se traduce pues en recursos económicos. Este riesgo es el más grave desde mi punto de vista y es el que deberíamos de cerrarle el paso para que no se diera. Pero bueno, se ha expuesto una serie de consideraciones y dejo a la discusión la ponencia y el contenido del dictamen técnico de la Unidad correspondiente. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. ¿Colegas Comisionados? Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí. Yo quiero felicitar aquí a mi compañero Comisionado. Creo que estuvo muy clara y muy profunda y muy detallada su exposición. Creo que los argumentos que está poniendo son pues muy fuertes. Es más, cuando leo eso ya creo que no va con los argumentos. Entonces realmente debería decir no es viable, sino no es óptimo, así tal cual. Porque en realidad viable da la impresión que sí está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bien. En realidad lo que queremos decir no es lo óptimo por las circunstancias que está señalando aquí el Comisionado Acosta. Entonces yo sé que no puedo cambiar esto, es una opinión técnica, pero yo creo que la conclusión que yo veo es: El modelo de contratación de producción compartida propuesto por la SENER no es el óptimo para la migración, por lo cual sugerimos que se analice la licencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. ¿No existe la gráfica de producción, el histórico de producción ahí en la presentación? Me gustaría tenerla como fondo. Pero bueno, entonces les platico. Creo que también con gusto me sumo a la postura del doctor Moreira en el sentido de que pues fue un análisis muy exhaustivo. Se explicó en detalle todos los pros y los contras que pueden tener la producción compartida o la licencia y la opción de la ponencia es licencia. Y creo que yo lo que voy a aportar es la cuestión técnica, por eso es que la gráfica de producción es muy importante. La gráfica de producción nos trae una producción de menos de 2,000 barriles hasta 2007. Ese era el comportamiento del campo. Y en el año 2007 en julio hubo un Contrato de Servicios, un EPC, que hizo que se incrementara la producción a través del contrato de 2,000 al orden de 6,000 barriles. En 2013 entra el CIEP y hay un pico de producción de 12,967 barriles, que es lo que esperan obtener y no creo que haya habido mucha perforación de pozos. Y actualmente ya no son 9,400 barriles. En noviembre de 2017 ya estaban en 7.9 miles de barriles, 7,900 barriles. Y lo que se ve en la gráfica es una declinación muy fuerte de producción. Y cuando uno analiza técnicamente este comportamiento tiene un tipo como campana aplanado cuando lo tenía Pemex y después empieza a subir, a subir y llega al pico. El pico dije, lo comenté, llega en agosto de 2015 y después va en bajada.

¿Qué significa este tipo de comportamiento de producción? Pues definitivamente que no se ha dado toda la inversión que se requiere en el campo. Ya se comentó que seguramente para la buena explotación o para la maximización de valor de los hidrocarburos en este campo se requieran involucrar nuevas metodologías como los procesos de recuperación secundaria y mejorada. Y esos procesos definitivamente requieren una inversión mucho mayor al que tenemos en producción primaria. El campo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

o los campos o los yacimientos más bien en este campo han producido como se dijo al inicio por más de pues más de 100 años si empezaron en 1903-2017. Y no se ha podido obtener un porcentaje importante de factor de recuperación pues porque requieren de otro tipo de procesos.

Los procesos de recuperación secundaria y mejorada definitivamente van a requerir inversiones adicionales y creo que es bien importante comentar que en México sí tenemos experiencia en ese tipo de procesos. Hay gente que está preparada. Pero lo que no tenemos es el control de qué es lo que va a suceder en el campo específico. Se requieren hacer estudios de pruebas piloto, se requieren hacer caracterizaciones más en detalle y entonces eso es lo que complica la posibilidad de definir cuál puede ser el futuro del campo. ¿Cuál es la situación actual? La situación actual es que tenemos un CIEP y ese CIEP puede migrar si llegan a un acuerdo de migración. Sino, pues podríamos seguir bajando la producción y llegar a tener guardado un volumen mucho muy importante de hidrocarburos. El volumen original ahí está en la lámina, la estamos viendo aquí en la sala, es 2,653 millones de barriles. Es una cantidad enorme, enorme, y no se ha podido obtener pues precisamente porque no ha habido la inversión adecuada.

La Reforma Energética precisamente plantea el que esto lo podríamos obtener y el planteamiento que me trae todo este análisis económico es que necesitamos incentivar que eso se llegue a dar. Si nosotros gravamos al operador – en este caso Pemex y el dueño del CIEP – con un Contrato de Licencia, entonces no podrían ellos de ninguna forma disminuir los costos y entonces ese porcentaje de utilidad que pudieran repartirse pudiera llegar a la conclusión de que pues no convendría aplicar procesos de recuperación secundaria y mejorada, no convendría hacer más perforaciones en los campos. Y entonces a mí lo que me preocupa es la viabilidad técnica de la explotación del yacimiento. Y esa viabilidad técnica necesariamente desde mi punto de vista requiere el soporte, porque hay cosas que no están en control. Seguramente se tendrá que inyectar vapor en ese yacimiento, posiblemente inyección de aire, no sé. Tendrán que hacer muchos análisis y pues seguramente que si no hay el incentivo de poder tener una definición de cuánto va a ser la utilidad, porque en la utilidad va a tener que cargarse el costo de lo que se tenga que hacer, pues posiblemente nos lleve a la conclusión de que esto no se desarrolla en la forma adecuada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con el asunto de las mezclas, este es un aceite de muy bajos grados API, 12 grados API. Este aceite se busca mezclar con otros de alto grado API. Entonces el que no tenga Pemex aceites pesados para mezclar es hasta más adecuado en cierta situación. Si fuera al revés y fuera altos grados API y de repente dejara de tenerlo entonces sí pudiera perjudicar el que de alguna forma pudieran maximizar el valor de hidrocarburos en el área.

Lo que definitivamente no creo que fueran de ninguna forma conveniente para el Estado es que nosotros tuviéramos que comercializar este tipo de hidrocarburos, que es lo que plantea la producción compartida. Entonces tengo muchos más argumentos, no quisiera tomar más tiempo, creo que a lo mejor hay la posibilidad de más discusión, pero mi postura sería no licencia sino una producción compartida pero que no nos pagaran con los hidrocarburos tal y como está planteado en una forma básica, sino que fuera un pago en efectivo y que ellos se hicieran cargo de esto.

La producción de hidrocarburos de bajos grados API es un gran problema y pues el mismo Pemex como parte del grupo operador tendría la posibilidad de hacerlo y claro, habría que poner una cláusula que en cierto momento por cuestiones de seguridad energética pues nuevamente lo pudiera recuperar el Estado. Pero la licencia, para concluir, me lleva a la preocupación de que posiblemente lo hagamos inviable desde el punto de vista técnico-económico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿En qué caso, perdón?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En el caso de que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿En qué caso sería inviable, perdón?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En la parte, en licencia.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En licencia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En licencia. Entonces mi propuesta es que fuera producción compartida pero con pago en efectivo. O sea, en otras palabras lo que yo creo que es bien importante para que tenga viabilidad técnica es que reconozcamos los costos. Yo sé que tiene unas complicaciones tremendas, sé que trae la necesidad de fortalecer el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuerpo del Estado que tiene que revisar esto en diferentes entidades, pero tenemos que ir a eso para que esto tenga viabilidad técnica.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una pregunta para el doctor Néstor que se deriva de su argumento. Vamos a suponer que es un campo que al hacer un análisis totalmente frío sale que es inviable económicamente. Entonces eso es independiente si lo hago de una manera o de otra, si lo hago por producción compartida o lo hago por licencia. De todas maneras el resultado tiene que ser el mismo: El campo no es viable.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso sería válido siempre y cuando haga el planteamiento con un operador que está viendo en la misma línea del Estado. El Estado busca maximizar el valor de los hidrocarburos para el Estado. El operador, en este caso el que tiene el CIEP, lo que busca es maximizar el valor de sus ingresos. Entonces para él posiblemente no sea conveniente arriesgarse a una aventura de no saber qué es lo que va a suceder, porque además es una aventura de alto costo, y entonces pueda decidir me quedo con el CIEP. Eso si llegara a suceder pues nos perjudica como Estado. No tendríamos esa migración y no tendríamos la posibilidad de asegurar que se apliquen los procesos de recuperación secundaria y mejorada que requiere este campo en donde hay mucho aceite.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Yo pregunto por argumento aquí de Héctor de que eso te lleva a que el Estado se va a quedar con el riesgo de que invertí mucho y no salió rentable?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero en el otro caso no hay riesgo, pero no hay aceite.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues sí, pero... O sea, no, no, no, no, perdón, no, no...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso me gustaría no sé si pueden poner la gráfica de producción, porque la gráfica de producción lo que dice es que esto se va a morir.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si no le metes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero hay mucho aceite.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si me permiten el Comisionado Franco me parece levantó la mano, luego voy con la doctora Comisionada Alma América y luego regreso con el doctor Moreira y con el Comisionado Pimentel.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo los dejaba, los dejaba porque creo que me voy a tardar tantito.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, entonces a lo mejor si me permiten. Si es sobre lo mismo por qué no la doctora Alma América y no sé si también el Comisionado Pimentel tiene algo sobre lo mismo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo voy a decir mi opinión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, yo tengo sobre (lo mismo).

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, ok. Adelante doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, creo que a mí me queda, estoy más o menos con la misma frecuencia del doctor Moreira. Al nosotros tener, o sea, con la lógica del doctor Martínez dice que el hecho de tener producción compartida nosotros tendríamos más participación en que pudieran hacer un proceso de recuperación en los campos que están aquí en cuestión y que eso sería benéfico para el país. Sin embargo, o sea técnicamente creo que no habría ningún problema, o sea, quizá técnicamente sería bueno. Sin embargo, aquí cualquier proyecto se tiene que evaluar técnica y económicamente y al final de cuentas en este caso creo que lo que manda es lo técnico-económico, ¿no? Entonces si al final sale inviable la parte económica, aunque se tenga mucho interés de que haya un proceso de recuperación de hidrocarburos en este campo por el volumen que existe original, creo que no debería de ser – cuando menos también de mi opinión – un punto de decisión para ver qué tipo de contrato debemos de opinar porque desde mi punto de vista pues lo que mandaría sería una evaluación técnica y económica.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces si nosotros tenemos económicamente negativo aunque técnicamente sea muy interesante tener un proceso de recuperación el Estado, desde mi punto de vista no deberíamos de tomar una decisión de que se invierta en algo que después no rinda económicamente, ¿no? Porque es la maximización de valor del país y del hidrocarburo pero económicamente. Ese sería mi punto, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctora.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sobre el mismo.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Es que yo creo que el problema está en que estamos tratando de hacer una camisa adecuada para el actual socio del CIEP. ¿Si? Y si decimos, "bueno, es que a lo mejor no va a tener incentivos para invertir porque no tiene recuperación inmediata". Ese socio. Si lo sacamos a una licitación, entonces buscaríamos al socio que sí está interesado y que tiene los recursos. Ahora, este socio debería de tenerlos porque el presupuesto que se aprobó o la inversión que se aprobó en Ronda Cero para esta área es de 2,400 millones y apenas llevan invertidos 1,400. Es decir, tienen 1,400 ahí guardados que deberían de haber invertido y que quizás por eso de 141 perforaciones que tenían previstas llevar a cabo han realizado cero. Entonces la discusión claro que era previa a esta discusión. Decir, bueno, es conveniente – como lo he dicho en otras ocasiones – este socio actual o mejor cancelamos ese contrato y buscamos un socio que sí tenga los recursos para poder explotar de mejor manera este campo. Pero yo creo que la discusión se está dando porque se está pensando en el socio que ya tiene Pemex y que es actualmente titular de estos derechos. Hasta ahí dejaría mi comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. A ver, el derecho de réplica del Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo nunca dije que no iba a haber rentabilidad. Yo lo que propongo es que finalmente los beneficios de la explotación de los hidrocarburos se repartan pero con los beneficios, no que consideren los costos. De alguna forma reconocer los costos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Obviamente no va a haber un proyecto que los costos sean mayor que el beneficio, ¿no? Y que nosotros vamos a pagar como Estado. No se trata de eso.

Lo siguiente es que lo que tenemos actualmente es un CIEP. ¿Si? Y ese CIEP puede migrar o no puede migrar. Todo va a depender de si el operador, Pemex y el operador quieran o no quieran. Está bien. O sea, yo creo que todo lo que estamos planteando es de gran beneficio para el Estado pero también tenemos que ver el cómo puede ser el gran beneficio para todos y que no podamos en algún momento llegar a ser un obstáculo para que esto no se pueda llegar a dar. Ese es mi punto. O sea, yo no quiero de ninguna forma acomodarlo ni hacer que los proyectos que son no rentables vayan adelante, ¿no? De ninguna forma.

Y ahí está la gráfica de producción del campo Ébano. Ustedes pueden observar lo que comentaba, a lo mejor no fui suficientemente claro. Pero miren, para atrás antes del año 2007 la producción estaba súper abajo del orden de 2,000 barriles. En 2013 por ahí, a lo mejor pueden señalar en esta parte, es cuando entra el CIEP y se ve cómo se ha ido incrementando la producción y llega a un pico casi de 12,000 barriles. Entonces uno de los argumentos que tenemos para que sea licencia es que se van a perforar muchos pozos y que eso va a ser muy complicado. Pues aquí ya tienen 12,000 barriles con los pozos en ese tiempo. ¿Qué es lo que ha sucedido? Pues se ve que no ha habido la atención adecuada técnica del campo y esto viene para abajo. Actualmente son 7,900 barriles nada más. Seguramente si vemos el día de hoy pues debe andar en 7,300. Si esto no se hace nada pues va a caer estrepitosamente y este dinero es muy importante día a día. Entonces el planteamiento es cómo hacemos para que esto no solamente se venga para que detengamos eso sino que se vaya para arriba. Pero no solamente que se venga para arriba con producción primaria, sino que además incluyamos procesos que nos permitan maximizar el valor. Ese es mi planteamiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. No sé si ya pasamos a la opinión del Comisionado Franco. ¿Alguien más tiene algo muy particular en este tema? Ingeniero Álvarez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Un comentario también relativo a la gráfica de producción. Como se observa el gran pico se alcanza por ahí del 2015, que es justo cuando también viene el periodo de la transición a las asignaciones. Entonces lo que comentaba el Comisionado Acosta – y por eso esta fue nuestra interpretación técnica – de que gran resultado de esa baja de producción es por la inactividad en la perforación. De hecho en 2015 debió de haber perforado 87 pozos, de los que perforó cero. En 2016 debió haber perforado 40 de los que perforó cero. Y en 2017 traía la proyección de perforar 40 de los que también perforó cero. Entonces sí esa caída también podría ser explicada en productividad porque no están ingresando los pozos que debieron haber ingresado para mantener o que no fuera la pendiente tan pronunciada, ¿no? En términos de la producción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Se vale la réplica de la réplica o ya no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, bueno, pues claro. Todas. Yo tengo pendiente con el Comisionado Franco.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más tengo un comentario. O sea, el hecho de que sea un contrato de licencia no lo vuelve independiente de la auditoría y la supervisión de la CNH. O sea, nosotros tendríamos que aprobar su programa de extracción y si nosotros consideramos que debería incluir recuperación secundaria podemos exigir que se evalúe esa posibilidad en términos técnicos y económicos. Entonces sí tenemos nosotros – ¿cómo llamarla? – control sobre lo que hacen los contratistas y se hace lo correcto para digamos la optimización de los recursos de la Nación. No es como que ya se lo entregué y es suyo y haga lo que quiera. No, no hay tal cosa. Ya.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Comisionado Franco por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Voy a empezar mi argumento nada más con lo último que dijo Fausto de que no ha cumplido esa asignación petrolera en estos últimos tres años. Como que ya hay que supervisarla y hacer o levantar la mano porque pues no está cumpliendo la asignación. Entonces por ahí creo que tenemos un trabajo pendiente de supervisión de asignaciones y contratos, pero sobre todo de asignaciones porque ya pasaron 3 años y pues dice Fausto que no han perforado pozos ahí. Entonces creo que como paréntesis tenemos un área de oportunidad.

Respecto a Ébano, esta opinión de modelo de contrato donde la SENER propone producción compartida con los argumentos que ya nos dijeron y el equipo técnico de la Comisión junto con el ponente presentan la propuesta de que sea licencia. Que bueno, también me uno a la felicitación de que ya cada vez tenemos más argumentos, más discusión, aunque luego allá afuera a lo mejor no lo notan mucho, pero ya hay mucho análisis con la finalidad de que nosotros podamos tomar mejores decisiones. Entre esas digamos cuestionamientos que yo tendría para afinar mi opinión es: El maestro Fausto nos decía pues que va a haber una campaña de perforación elevada, que de acuerdo al factor de recuperación que se tiene seguramente va a requerir procesos de recuperación mejorada y sobre todo en un campo que ya fue certificadas sus reservas y que dentro de esa certificación uno de los cálculos que se hacen es el volumen de hidrocarburos. Y que este volumen de hidrocarburos, nada más para que tengamos una idea, es mayor al descubrimiento este de Zama y al descubrimiento reciente terrestre de Pemex. Es un campo grandote, vamos a llamarle así, y que no se ha explotado adecuadamente porque según la cifra o la ficha que nos mostraron desde hace más de 100 años no hemos recuperado mucho de ese hidrocarburo. Porque a lo mejor no era rentable, se disponían las inversiones a otro lado, etc. O sea, hay una gran oportunidad, un gran potencial en este tipo o en este yacimiento que se está diciendo.

También el maestro Fausto nos decía pues ahí hizo un cálculo del número óptimo de pozos. Yo no sé si eso lo propuso la compañía o fue un cálculo acá estadístico donde señala que va a haber muchas inversiones, que va a haber mucho riesgo. Bueno, aunque sea producción compartida o licencia tiene que invertir mucho. Si van a perforar estos más de 140 pozos que no perforaron y en su nuevo plan quieren esos 140 o más otros, más pozos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inyectores, etc. Bueno, va a haber muchas inversiones que va a tener que hacer.

En un Contrato de Licencia, si se paga sobre los ingresos, todos los costos que ellos hagan no los van a recuperar. Y pudiera existir el incentivo de no invertir mucho para que el margen de utilidad sea mayor porque no recupero estos costos y entonces pues ahí vamos a tener otros 30 años este campo sin sacar la mayor cantidad de hidrocarburos. Yo creo que un Contrato de Producción Compartida con recuperación de costos, sobre todo ahorita hablando en la recuperación de costos, pudiera ser adecuado para incentivar que se vayan haciendo las inversiones más adecuadas, obviamente con la vigilancia del regulador que tenemos que aprobar el plan para buscar la maximización de valor como nos lo marca el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos. Y estaremos diciendo qué actividades consideramos debería él proponer para desarrollar el plan. No los vamos a obligar, pero sí va a haber un incentivo de que si le hacemos una recomendación ellos digan: "Ok, está bien, va a haber un riesgo junto con el Estado de que podamos invertir".

Y además aunque inviertan mucho y nosotros le recuperemos los costos, el riesgo de ellos está en que si no producen no recuperan. Y va a haber un tope de recuperación. O sea, no es que todo el Estado todo el riesgo lo asumamos y le estemos ayudando a algún operador. Simplemente lo que estamos procurando como Estado creo yo en un contrato que recupera costos es que se promuevan las inversiones necesarias para obtener la maximización de valor de esos yacimientos. Ese es en el tema digamos de la recuperación de costos.

Se ha hablado también y en otras sesiones que decíamos si era licencia o producción compartida y que alguno de los argumentos principales de licencia parte de... Perdón, de recuperación de costos en producción compartida. También en producción compartida se decía, "es que necesitamos contratar a un comercializador y hay costos adicionales". Si hay costos adicionales. Ya demostramos a finales de año con el apoyo del Comisionado Acosta y de mucha gente aquí de la Comisión que sí pudimos contratar comercializador para el Estado; que está empezando a operar; que seguramente va a mejorar y son otros ojos que vamos a tener como parte del Estado para vigilar que la comercialización se haga óptima; y que además ya hay competencia en comercializadores en México, cosa que no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

había. Entonces ya creo yo que el tener este comercializador o conseguir un comercializador no es un obstáculo para decir que producción compartida no puede ser una buena opción para este tipo o para Ébano pues en este caso.

También se habla mucho de los costos administrativos de los contratos. ¿Cuáles son las diferencias principales en la administración de un Contrato de Licencia y uno de Producción Compartida? Las principales – ya las comentó el Comisionado Acosta – es la aprobación de los presupuestos y de los programas de trabajo. Y viene una componente que es el reconocimiento de costos. Es decir, en qué están gastando, qué actividad petrolera es la que realizaste. Pero tú no le vas a aprobar una actividad petrolera que no le hayas aprobado y que se la aprobaste con la finalidad de que pudieras compartir el riesgo con ellos de tal manera de que se obtenga el mayor beneficio de ese yacimiento, se maximice el valor. Y la verdad es que decimos siempre que cuánto es el costo, que va a ser más costos, pero yo creo que va a llegar un momento en el cual tenemos que cuantificar realmente cuánto es el costo para que realmente veamos si vale la pena pagar ese costo con la finalidad de supervisar mejor. Y si el tema es de que todavía no estamos listos para ir a la recuperación de costos de manera adecuada pues tenemos que mejorar nuestros procesos, sistematizar.

Quando empezamos aquí en la Comisión había muchos procesos que nos decían no van a poder y somos ejemplo en las licitaciones y somos ejemplo en muchos otros aspectos. Yo creo que el tema de recuperación de costos o de la administración de Contratos de Producción Compartida, porque ya tenemos firmados más de 15, lo tenemos que hacer de todos modos. Si existe un tema de que pudiera haber discrecionalidad en los servidores públicos para el tema de aprobar costos, yo creo que ya teniendo Contratos de Producción Compartida corriendo ahorita es una obligación de nosotros tratar de dejar los criterios más claros para que se pueda acreditar y evitar ese tipo de discreciones y de seguimiento a los servidores públicos que se señalaba el Comisionado Acosta con la finalidad de que acrediten algo. Tenemos que poner reglas parejas para que no haya duda de qué sí se acredita o no. Y eso se ve pues con la aprobación que hagamos. Y no va a ser nuevo con este de Ébano si fuera producción compartida. Ya los tenemos. Tenemos Contratos de Producción Compartida que en los que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

creo tenemos la obligación de ya ir definiendo los criterios para acreditar costos.

Otro de los puntos se dice: Es que este crudo lo tengo que mezclar. Pues también el de Ek-Balam es un Contrato de Producción Compartida sin socio con recuperación de costos, de una densidad de grados API que no se comercializa así, se tiene que mezclar. Pues también este de extra pesado se va a tener que mezclar. Lo interesante es que ya vamos a tener o ya tenemos nuestro comercializador, que ellos van a vigilar que se mezcle bien, que se consiga, que se comercialice, buscar otros mercados. O sea, creo que eso puede incentivar de que si ya lo estamos haciendo en mar pues también lo vamos a ver en tierra. No pasa nada. Yo creo que debemos entrarle a ese tipo de temas, algún día nos van a alcanzar, ahorita estamos empezando con algunos pequeños campos o en actividad nueva con algunos contratistas que yo creo que vale la pena seguir adelante. Mi postura – digo, vamos a votar al rato –, pero mi postura es que sea producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Producción compartida.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo no veo así muchos argumentos. Digo, son muy buenos todos los que nos presentan, pero que de alguna manera a mí me gustaría un poquito también alinearlos a los Contratos de Producción Compartida derivados de un CIEP que ya hemos venido firmando. Yo sé que las opiniones de la Comisión en algunos de esos contratos o ya casi en todos es licencia, pero yo trato de poner aquí un contrapeso con la finalidad de que pudiéramos discutirlo más o dejarlo pues aquí sobre la mesa para cualquier otro comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado maestro Franco. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Bueno, yo he opinado cuando he tenido ponencias de este tipo que lo que resulta más adecuado en términos de maximizar el valor de los hidrocarburos es también el Contrato de Licencia. Digamos yo hago mío los argumentos de la ponencia del Comisionado Acosta. Yo también estoy por que sea el Contrato de Licencia. Y para no meternos en las particularidades de este contrato, aunque la opinión es claramente sobre este proyecto, yo simplemente diría



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

– y lo dijo el Comisionado Acosta – que la razón de ser de la Reforma Energética fue la apertura del sector. Fue que todo lo que solamente hacía Pemex, en donde Pemex era el único facultado para hacerlo, la idea de la Reforma fue abrirlo a que los privados pudieran llevar a cabo estas actividades. Y en ese sentido pues creo que la licencia es un modelo contractual que es – déjeme decirlo así – lo que claramente y de manera más puntual refleja esta intención de la reforma.

Obviamente la reforma prevé otras modalidades de contratos porque la industria petrolera en el mundo pues no solamente se rige con esta figura de licencia y por eso se previó la producción compartida, por eso se previó la utilidad compartida y los Contratos de Servicios. Estos dos últimos que por cierto nunca se han utilizado, pero ahí están, ¿no? Es decir, para mí pues mi inclinación por la licencia obedece a que para mí esa fue la razón de ser de la reforma: Abrir el sector pues de la mejor y de la mayor manera posible.

Ahora, habiendo dicho esto sí creo que hay argumentos específicos que privilegian o que desde mi punto de vista deberían privilegiar la elección por la licencia. Y los dijo el Comisionado Acosta, yo solamente diría algunos. Ciertamente es una menor carga administrativa. Eso yo creo que es indiscutible, es incuestionable. No rehúyo el reto que apunta el Comisionado Franco de que debemos entrarle, de que debemos hacerlo, de que así como decía – ¿no? – del tema de las licitaciones que no van a salir bien y demás. Pues sí, hoy afortunadamente la CNH en efecto es un ejemplo. Pero estos contratos duran 30 años. Es decir, esta CNH que hoy pues así hay que decirlo los servidores públicos que son los responsables de haber llevado a cabo estos procesos licitatorios con la transparencia que ya se llevan a cabo, pues no van a ser los mismos en 15 años, en 20 años. Es decir, yo sí creo que se acotan los riesgos sí, digamos, adelgazamos la carga administrativa para el Estado.

El tema de la comercialización. Ciertamente hubo ya, hay ya hoy un comercializador del Estado, pero llegar ahí no fue fácil. Y el hecho de que tengamos un comercializador no quiere decir tampoco que ya la comercialización *per se* se va a dar sin ningún obstáculo. Yo creo que la comercialización implica una serie de problemáticas que habremos de enfrentar – ¿no? – en el futuro cercano pues que con la licencia simplemente no se enfrentan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El tema de (lo decía el doctor Moreira) el hecho de que sea una licencia no quiere decir que el contratista pues se olvida, ¿no? De justamente la actividad regulatoria que es el corazón de esta Comisión. Esta Comisión va a regular esas actividades petroleras, sin la carga administrativa que implica un Contrato de Producción Compartida, pero la CNH va a autorizar los Planes de Desarrollo para la Extracción de ese campo. La CNH va a autorizar pues la perforación de pozos en los términos que están nuestros lineamientos. La CNH en fin va a llevar a cabo la regulación de las actividades petroleras sin llegar insisto a la carga administrativa que implicaría un Contrato de Producción Compartida.

Y bueno, pues por estas razones yo simplemente diría que el tema de maximizar valor, que es el tema que frecuente y recurrentemente trae a la mesa el doctor Néstor Martínez, pues se logra desde mi punto de vista también con el Contrato de Licencia. Sucede algo. La verdad es que hay argumentos para uno y para otro y así lo hemos visto en varias sesiones, ¿no? Se argumenta en favor de la producción compartida y parecieran incluso ser los mismos argumentos que cortan para un lado y para el otro. Yo por lo que dije al principio, porque me parece que la esencia de la Reforma Energética fue abrir al sector, fue en efecto que el riesgo lo asumieran otros, ¿no? Creo que la licencia debería ser en este y subsecuentemente en los siguientes contratos la opción que debería adoptar el Estado Mexicano.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado, abogado Sergio Pimentel. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Yo quisiera solamente tocar un punto de los que mencionó el Comisionado Franco porque esto... diciendo pues del argumento que es el mismo que manifiesta la SENER en su documento, porque pareciera presentarnos la idea de que el Contrato de Producción Compartida incentiva la inversión y el Contrato de Licencia no lo hace de la misma forma.

Creo que el que se incentive la inversión tiene que ver con la intención del contratista de obtener más producción. Si obtiene más producción va a tener más ingresos. Creo que de eso, en eso implica una y otra. El hecho de que tengan una recuperación inmediata de los gastos es otro esquema. Pero me parece que si esta tesis fuera del todo cierta pues entonces en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aguas profundas nos iríamos por producción compartida y no por licencia pensando en que las empresas solamente van a buscar un campito para obtener un cierto recurso y ahí mantenerse, cuando sabemos que el perfil de las empresas que estamos nosotros buscando son aquellas que traen recursos para invertir, generar producción y así beneficiarse tanto la empresa como el Estado Mexicano. Me parece que ese es el propósito inclusive de la propia reforma.

Y por otro lado el hecho de que sí sé que tenemos el compromiso de desarrollar procesos de vigilancia para determinar procesos transparentes para decir qué inversiones sí se pueden reconocer y qué no respecto de los contratos que ya se han firmado como producción compartida, pero el ser humano es falible y esos errores que se pueden cometer pues son precisamente los que llevan a espacios discrecionales indebidos. Y en la medida en la que vayamos cerrando esas brechas, es conveniente.

Yo he sido testigo de por lo menos 5 reformas a la Ley de Adquisiciones, a la ley que regula al Gobierno. Y cada vez que se anuncia una nueva reforma a la Ley de Adquisiciones decimos, "con esta terminamos con la discrecionalidad y vamos a terminar con las prácticas indebidas". Y lamentablemente esto no ha sucedido. Entonces por muchos procesos que tengamos bien fortalecidos la naturaleza humana va a permitir que mientras haya alguien que quiera cobrar algo indebido y alguien que se preste para poderlo reconocer vamos a tener abierta esa posibilidad. Y es la posibilidad que yo quisiera cerrar con la aprobación de un contrato y la suscripción de un contrato como el Contrato Licencia, que cierra completamente la posibilidad de ese proceso de reconocimiento que ya vimos en la práctica en el caso de los CIEPs y COPFs en Pemex que no ha sido lamentablemente el mejor proceso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado Acosta. Comisionado doctor Néstor Martínez y luego regresamos con el Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues obviamente que estoy totalmente de acuerdo con lo que acaba de comentar el Comisionado Acosta, pero creo que hay una pequeña diferencia. Cuando hablamos de que algo se licita y entonces hacemos una comparación de que si el modelo de licencia o el modelo de producción



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

compartida, ¿cuál es el que permite mayor inversión? Pues son iguales porque es una licitación.

Pero aquí estamos en el caso de CIEPs y aquí en el caso de CIEPs la ley tiene sus peculiaridades y lo que plantea es que los que tienen los CIEP pueden migrar. Y esa migración pues se tiene que dar de como un acuerdo con lo que ellos ya traen. Ya hicimos una definición y ya se firmó una migración de un CIEP y me parece que todos los CIEPs deberían tratarse igual como tratamos igual por ejemplo todo lo que es aguas someras. Aguas someras lo tratamos como producción compartida. ¿Y por qué? Porque decíamos, y me voy a referir a esto para regresar al asunto que nos compete, pero decíamos que en aguas someras teníamos el conocimiento de cómo se hacen las cosas, que somos expertos en la extracción y en la operación de aguas profundas. Igual aquí.

También allá en aguas someras decimos que el riesgo está controlado. Pues igual aquí, ya conocemos el campo hace 100 años. Que el tipo de hidrocarburo, pues el tipo de hidrocarburo en este caso es pesado pero hay ya todo un proceso de comercialización. Ya lo están produciendo. Entonces creo que lo mismo que podemos utilizar como argumento allá lo podemos utilizar acá, pero todos los contratos de aguas someras son producción compartida. Yo no vería por qué uno tendría que ser licencia, otro tuviera que ser producción compartida. Igual hicimos para aguas profundas, todos son licencia. ¿Y por qué? Pues hicimos el argumento en otro sentido. Dijimos, "es que hay mucho riesgo, entonces pues ahí que lo compartimos, que lo hagan los privados". Entonces el punto es por qué en algunos casos pues vamos a decidir por producción compartida en CIEPs y en otros no.

Y específicamente en este, en Pánuco, pues tenemos la problemática de que hay una gran cantidad de aceite y que tenemos que buscar el cómo obtenerlo. Y finalmente digo la maximización de valor va por encima del modelo de contrato. El modelo de contrato tiene que hacer que se maximice el valor y toda la cuestión administrativa pues también tiene que ser supeditada a la maximización de valor. Y ahí termino, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado maestro Franco.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es respecto a lo que comentaba el Comisionado Acosta. Yo no estoy de acuerdo. Es por ejemplo, el tema de que en uno de licencia con que produzca más el operador ya va a tener ahí su propio incentivo a invertir. No, tampoco se trata de que llegue y empiece a producir de pre del yacimiento. Tiene que haber una adecuada administración del yacimiento. Entonces no nada más es de que produzca. El tema de aguas profundas cuando dijimos licencia los argumentos fueron no tengo la experiencia, no conozco estructura de costos, muy diferente a uno terrestre y a uno de aguas someras en México. Y es nuestra realidad.

Y en el tema por ejemplo este de la naturaleza humana. Yo también confío en la naturaleza humana y sé de sus virtudes. Digo, está bien, cada quien, ¿no? Yo conozco, tengo experiencias de virtudes y defectos de esa naturaleza humana, pero lo ideal es que tenemos que trabajar y aunque suene demagogia o lo que tenga que sonar debemos trabajar en que esto sea más transparente. Si nosotros estamos convencidos de que hay que ser transparencia, si estamos con el conocimiento de experiencias no deseables del pasado, podemos hacer instrumentos que nos permitan que nuestra gente y nosotros mismos podamos hacer un cambio en la administración de este tipo de proyectos. Entonces yo también confío en la naturaleza humana para eso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. ¿Alguien más? ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, ¿alguna opinión que usted nos quiera dar sobre mejor tipo de contrato?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- La síntesis.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La síntesis.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, en realidad, bueno, tomando en consideración los comentarios vertidos, la solicitud sería cómo proceder a la votación, ¿no? Para efectos de señalar la posición institucional o del Órgano de Gobierno ante la Secretaría de Energía.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno, pero yo no he dado mi opinión y yo le preguntaba a usted la suya. ¿Usted no quiere dar antes la suya?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bueno. Entonces nada más para recapitular extendiendo los argumentos. El Comisionado ponente dio una serie de argumentos en favor de Contrato Licencia, mismos que comparte la Comisionada doctora Alma América, el Comisionado Sergio Pimentel, el Comisionado doctor Moreira. No así el Comisionado Franco, el maestro Franco que opina que producción compartida es mejor opción. Y no exactamente, pero de manera parecida el doctor Néstor dice: Sí se requiere la deducción, la recuperación de costos. ¿No? Sobre todo para dar mejores incentivos económicos en la recuperación de costos. Bueno, a ver.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más es producción compartida con pago en efectivo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Con pago en efectivo. Es decir, permitir la recuperación de costos – característica tradicional de los Contratos de Producción Compartida, no exclusiva – pero en ese sentido el doctor Néstor dice, “sí, que se permita la deducción de costos, característica... que se permita la recuperación de costos”.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero que ellos se encarguen de la comercialización y paguen en efectivo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto, pero que el pago sea en efectivo. Pero que sí se permita la deducción de costos, que es una característica que normalmente vemos en los Contratos de Producción Compartida. Pero el doctor Néstor dice: “No nos paguen en especie, sino en dinero, pero sí la deducción de costos que no se permite en la licencia”. Bien. Bueno, a ver, yo con humildad doy mi opinión.

De inicio pues subrayar que este es un debate internacional. O sea, que no es raro que nos cueste trabajo tener una posición única. En algunos países funciona de una forma, en algunos otros países de otra. A ver, algunas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

referencias rápidas. En Estados Unidos en el Golfo de México nuestro vecino del norte es Contrato Licencia costa afuera. Costa adentro son contratos privados porque ahí tienen esta característica legal institucional que el dueño de la tierra es el dueño del subsuelo, pero los arreglos entre particulares son tipo licencia.

Me refería yo hace un momento antes de iniciar la sesión. En Noruega ahí se permite la deducción de costos y se paga en dinero como propone el doctor Néstor Martínez. Se reconoce la deducción de costos pero el pago es en dinero. En otros países hay producción compartida como en el pre-sal en Brasil o en algunos campos costa afuera también en África. En Indonesia, en Malasia hay producción compartida. Es decir, el mundo ofrece un panorama diverso de los distintos tipos de contratos y con distintas variantes. No son cajas cerradas. No es de que el de licencia de Estados Unidos sea igual al de licencia de la India. O sea, son cosas, cada uno tiene sus particularidades y el debate pues es un debate internacional sin duda en donde no está clara la decisión. Es un caso por caso.

Yo veo el argumento que apunta el Comisionado Franco y el Comisionado Néstor Martínez sobre la ventaja económica de permitir la deducción de costos. Ese concepto lo entiendo. ¿A qué se refiere? Todo régimen fiscal introduce una distorsión en las decisiones de inversión. Entonces lo que tú quieres de un régimen fiscal es que sea lo más neutral, que afecte menos esas decisiones. Entonces un régimen que grava sobre ingresos brutos tipo licencia pues nada más grava los ingresos más no los costos. Entonces eso significa que no me permite deducir los costos. O sea, no es tan neutral como un régimen donde yo capturo utilidades.

En un régimen tipo producción compartida donde se gravan utilidades, bueno, pues yo capturo lo que yo quiero capturar. ¿Qué es lo que yo quiero capturar? Pues las ganancias, las utilidades. Entonces en ese sentido tiene lógica y en ese sentido hay un argumento de eficiencia económica en el permitir la deducción, que cuando se trata de proyectos de recuperación mejorada es un tema relevante. Ese punto de eficiencia que anota el Comisionado el doctor Néstor Martínez y el maestro Franco yo reconozco esa ventaja de permitir la reducción de costos e ir en vía a las contraprestaciones a capturar las utilidades, las ganancias. No obstante veo que sí, que es más oneroso administrativamente el supervisar esos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

costos que implica una aprobación de presupuesto y un seguimiento a los costos.

Veo también además de que es más oneroso y hay un... ¿y siempre por qué es más oneroso? Porque como dice el Comisionado Acosta, dicen ustedes colegas, bueno, si vas a estar permitiendo la deducción de costos tienes que tener un monitoreo exhaustivo. ¿No? Que será imperfecto pero pues tendrás que invertir suficientes recursos para que sea razonablemente bueno.

Veo también que en las licitaciones que hemos conducido ha habido los siguientes criterios. Ha habido costa afuera, en aguas profundas ha sido licencia. En aguas someras producción compartida y en tierra ha sido licencia. Yo creo que deberíamos de mantener y fortalecer esa consistencia que en tierra costa adentro sea licencia. Entonces por la consistencia de que las licitaciones costa adentro han sido licencia por los costos administrativos, yo me inclino por licencia pero no dejo de subrayar que reconozco el argumento de eficiencia económica en gravar, en que la contraprestación sea una base neta como sugiere el Comisionado Franco y el Comisionado Néstor Martínez.

Entonces bueno. Conscientes de la dificultad de tomar una opinión en un tema que es un debate internacional, pues esa es mi opinión colegas. Y si les parece bien y si no, ¿alguien más quiere tomar la palabra?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, me gustaría.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente digamos tratar de incorporar el asunto que, además del contrato que es lo que se está opinando el día de hoy, sí es muy importante dejar claro que la parte técnica y el seguimiento finalmente de alguna manera técnico se estará viendo de acuerdo a los planes. O sea, no es de que se deje con un Contrato de Licencia a los operadores trabajar como ellos quieran, ¿no? Sino que la parte técnica, o sea por lo que preocupaba que si va a haber un proyecto de recuperación o no o van a perforar pozos o no van a perforar pozos, eso se tendrá que vigilar desde el inicio en los planes que presente el operador. Porque parecería que si hay un Contrato de Licencia ya no se va a tener



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

oportunidad de ver ese tipo de actividades, no. Sí se va a ver y se va a ver cuando se aprueben los Planes de Desarrollo en este caso, ¿no? Simplemente dejar claro eso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionada doctora.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí nada más una.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me encanta esto de la homogeneidad. Y bueno, ya se comentó en varias ocasiones, aguas profundas licencia, aguas someras producción compartida, y todo lo que es tierra que fuera pues licencia. Pues ya tenemos algunos casos antes que sí son producción compartida, entonces no todo tierra es producción compartida, son CIEPs.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que son las migraciones, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y ese Santuario-El Golpe que es una producción compartida. No sería el primero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ese sería otro criterio de consistencia. ¿No? Muy bien. Muchas gracias Comisionado. Reconozco el punto. Bien. Secretaria, a ver, organízenos para hacer en orden la votación de lo que corresponde.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- ¿Comisionado o qué? ¿O está votando?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ponente por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Va en ese sentido. Yo creo que la ponencia está muy clara, dice licencia. Yo lo que sugeriría al Órgano de Gobierno es que votáramos la ponencia. ¿Sí? Y si la ponencia no logra los votos suficientes entonces veamos las otras opciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces que votemos, preguntemos quienes estén a favor de Contrato Licencia.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exacto. Si la ponencia no obtiene los votos pues entonces si vemos otras de las opciones que se manifestaron en la discusión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo estoy de acuerdo. ¿Ustedes lo ven bien? Quisiera hacer una pregunta/sugerencia, que es: Lo que votaríamos es la recomendación porque quienes han abogado aquí por licencia han presentado una serie de argumentos que en algunos yo estoy a favor, en algunos no estoy de acuerdo, tengo otra opinión. Pero digamos, para no entrar al detalle de los argumentos es simplemente quienes están a favor por licencia. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Agregaría otra cosa: Que fuéramos más contundentes en la recomendación. Estoy de acuerdo en que se expresaron muchos argumentos, en algunos podemos estar a favor o en contra, pero en el sentido de la ponencia pues está claro cuál es. Ajá. Entonces que la recomendación a la Secretaría de Energía sea directamente la decisión del Órgano de Gobierno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De acuerdo. Será a, b o c, según las modalidades que aquí se voten

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- En ese sentido, se somete a consideración del Órgano de Gobierno el sentido de la ponencia es la licencia. Procedería a la lectura de la propuesta de acuerdo para efectos de la votación.

Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos; así como 13, fracción segunda, inciso e, del Reglamento Interno de la CNH; y en atención a la solicitud de la SENER, el Órgano de Gobierno emite opinión respecto del modelo de contratación para la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el sentido de licencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, entonces. A ver, no sé si haya algún comentario sobre la redacción de acuerdo. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más por el tema de que a solicitud de la Secretaría de Energía pareciera que ellos están pidiendo licencia o la opinión sobre licencia.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- La solicitud se refiere a la opinión, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, la solicitud de opinión.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Dice, “y en atención a la solicitud”.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De opinión.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- De opinión.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Para que no pase lo que mencionaba. Pero ahí dice opinión.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, si le vas a agregar licencia.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El Órgano de Gobierno recomienda. Digamos, el Órgano de Gobierno en lugar de emite recomienda el modelo de Contrato Licencia para la migración.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Hay que ver por mayoría o por unanimidad.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Ahí es donde viene la votación, para esos efectos sería.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Pero ahí no se manifiesta si es por mayoría o por unanimidad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, en el acta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- En el acta, exacto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Pero perdón. No más que igual y suena repetitivo, pero no es una recomendación, ¿no? Esa es nuestra opinión.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Es una opinión.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Entonces en atención a la solicitud de opinión de la Secretaría de Energía el Órgano de Gobierno opina.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El modelo de Contrato Licencia.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que el modelo.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Que el modelo de licencia.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Opina a favor del modelo de Contrato Licencia.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Es el adecuado para la migración.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exacto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Creo que está repetido licencia, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, hasta la coma, eso se quita. Listo. Y eso en el acta se votaría en el sentido unánime o por mayoría, como corresponda.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, entonces colegas pregunto quiénes están a favor de opinar por el Contrato de Licencia a la Secretaría de Energía en el caso de este contrato de Ébano”.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con los votos en contra, de los Comisionados Néstor Martínez Romero y Gaspar Franco Hernández, por mayoría de votos, adoptó el siguiente Acuerdo:

ACUERDO CNH.E.02.001/18

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 mayoría de votos, opinó a favor del modelo de Contrato Licencia para la migración de la asignación AE-0391-M-Ébano, a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Después de la votación se desarrollaron comentarios en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Antes de terminar Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo quisiera enfatizar lo que comentamos en una anterior migración. La ley plantea que cuando haya la migración tienen un año, le llaman el Plan Provisional. Y este Plan Provisional tiene como objetivo el que se continúe la operación. Y esto es muy válido para los operadores que llegan a tener el control de un campo. Necesitan aprender el cómo está el yacimiento, todas las cuestiones operativas para poder definir un Plan de Desarrollo. Así está la ley. Pero la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

verdad es que con los CIEPs esto no debería suceder porque ya tienen un tiempo operando el campo.

Entonces a como estamos hablando de CIEPs, creo que tendríamos que hacer algún comentario a la SENER que a ver cómo podemos – respetuosos de la ley – el que ya no nos traigan Plan Provisional, que nos traigan el Plan de Desarrollo. Porque entonces desde el primer momento vamos a tener el control de lo que van a hacer. Si no, nos vamos a tardar un año para ver si van a aplicar un proceso de recuperación secundaria o qué van a hacer o cuántos pozos van a perforar. Aquí no hay la razón jurídica. Más bien técnica, la jurídica sí. Pero la razón técnica no existe.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues yo creo que estamos muy a tiempo de hacer esa recomendación a la Secretaría de Energía.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Bueno, es que en realidad tenemos que hacer una precisión a nuestra regulación para poder atender esa solicitud, pero lo vemos. Eso es un tema de nuestra regulación.

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

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La presentación del Plan Provisional por parte del asignatario es a solicitud de una disposición en nuestra regulación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, pero además de eso es en el contrato donde se establecen también los tiempos para presentar los planes. ¿No? A ver, Director General de Contratos Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Son en diferentes instrumentos jurídicos en donde se hace esta referencia. Para empezar, nuestra regulación en nuestros Lineamientos de Planes es donde se regula la existencia del Plan Provisional. Por otra parte, en las bases de licitación, cuando son licitaciones o en este caso el proceso de migración, se establece cuándo deben de presentar ese Programa Provisional. Y ahorita lo que se tendría que ver es con la Secretaría de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Energía, quién es quien emite este proceso para llevar a cabo la migración, la posibilidad o no de contar con un Programa Provisional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces yo creo que hagamos las dos cosas. Si estamos de acuerdo en esto yo creo que hace todo el sentido hacerle la recomendación, ¿no? Acercarnos con la Secretaría de Energía, hacerle la recomendación que en el contrato no se establezca este Plan Provisional que no se requiere y nosotros en nuestra regulación hacer la precisión para el caso de estos CIEPs. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ- Si, por ahí hicimos hace unos varios muchos meses este análisis. Decíamos, “oye, si ya conoces el campo, la asignación que va a migrar a un contrato y tú ya lo conoces, no me presentes un Plan Provisional previo a la firma del contrato para mantener la continuidad operativa durante un año. De una vez preséntame el Plan de Desarrollo y arranca con ese Plan de Desarrollo y quitamos de los contratos la cláusula de que 120 días o 90 días después me tienes que presentar tu Plan de Desarrollo para que yo te lo apruebe, etc.” Lo que implica el cambiar esto – digo, se puede hacer la sugerencia – es que tiene que presentar puntos de medición, tiene que presentar el Plan de Desarrollo, una estrategia más agresiva. Entonces yo creo que sí vale la recomendación a la SENER. Lo que hay que ver es si hay capacidad para que el operador nos pueda presentar un plan bien hecho. No nos vaya a presentar un plan en tres meses donde a lo mejor no tenga la visión.

Yo creo que ellos al estar migrando, es una suposición no es afirmación, que al querer migrar ya hicieron un escenario de posible explotación, etc., algún perfil con el cual también se definió o se va a definir el porcentaje de participación que tengan o regalía, lo que tenga que ser.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Franco. Entonces Secretaria Ejecutiva nos ayuda por favor para hacer/tomar las dos acciones: Traer al Órgano de Gobierno a su consideración la precisión que se apuntó y hacer la recomendación a la Secretaría de Energía.

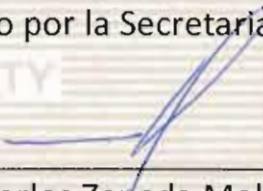
SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Así es.”

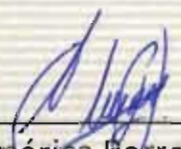


Comisión Nacional de
Hidrocarburos


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:20 horas del día 17 de enero de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia, su participación y la riqueza de sus comentarios.

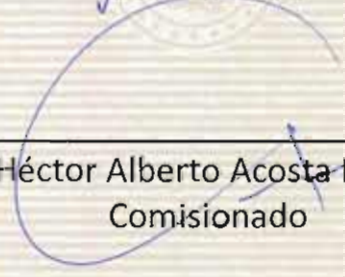
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaría Ejecutiva.




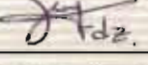
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

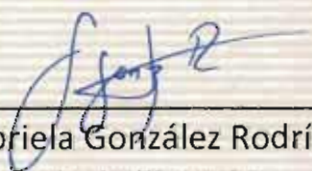
Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva