



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:47 horas del día 4 de mayo del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, colonia Tlacoquemecatli Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 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 220.0788/2016, de fecha 3 de mayo de 2016, 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 privada, con fundamento en el artículo 14, fracción VI de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

Antes de dar inicio a la sesión la Secretaria Ejecutiva informó a los presentes que en esta ocasión no podía estar presente el Comisionado Presidente. Indicó que el Comisionado Presidente le hizo saber que con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, designaba a la Comisionada Alma América Porres Luna para que presidiera esta sesión.

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

II.1. Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la Segunda Licitación de la Ronda 2.

### II.- Asuntos para autorización

#### II.1. Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la Segunda Licitación de la Ronda 2.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra Comisionada Porres, en su carácter de Comisionada ponente.

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

“COMISIONADA PORRES.- Muchas gracias.

Les fue enviado –como dicen– un documento vertical, pero me voy a basar en una pequeña presentación en Power Point para poderles explicar la opinión del modelo de contrato de la Segunda Licitación de la Ronda 2.

Como antecedente, el 27 de abril de 2016 recibimos de parte de la Subsecretaría de Hidrocarburos un oficio en donde nos piden esta opinión del modelo de contrato de 14 Áreas Contractuales para Exploración y Extracción de los campos terrestres de Burgos y las Cuencas del Sureste.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Se tiene todo un proceso dentro de la Comisión en donde se envía a la Dirección General de Contratos para que pueda consolidar una opinión técnica dentro de la Comisión y que uno pueda como Comisionado Ponente dar una opinión para el Órgano de Gobierno.

Un poco para tener presente sobre qué áreas estamos opinando, en realidad tenemos 14 Áreas Contractuales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Si ustedes recuerdan, hace algunos días presentamos al Órgano de Gobierno la opinión también para estas Áreas Contractuales. SENER está proponiendo 14 Áreas Contractuales, tres más de las que se propusieron en aquella ocasión; nosotros propusimos una más como área de consulta piloto y SENER está proponiendo tres Áreas Contractuales piloto en las Cuencas del Sureste que no coinciden con la que nosotros propusimos, ahorita se los explico. Por eso quise presentar esto, para que ustedes tengan presente sobre qué áreas, finalmente, se va a llevar a cabo la licitación.

Son nueve Áreas Contractuales, esas sí son tal cual las que nosotros habíamos presentado, son nueve áreas con un promedio de 421 kilómetros cuadrados para el área de la Cuenca de Burgos, con una superficie total de 3,792.6 kilómetros cuadrados, con los mismos recursos prospectivos que se aprobaron y que se llevaron a consideración a SENER y un volumen remanente de 97.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En toda esta región de Burgos se está esperando gas seco y gas húmedo, donde se tenían considerados 35 campos ya descubiertos y 90 prospectos posibles exploratorios documentados.

La mayor parte de estas áreas cuenta con información sísmica para poder evaluar estas áreas. Esto es en el norte, esto es tal cual lo que se trajo a Órgano de Gobierno para su opinión.

Aquí sí cambia, aquí tenemos tres áreas, que en este caso son la 10 y la 11, que teníamos en Cuencas del Sureste, en Veracruz, y aquí se están proponiendo tres áreas, una en Tabasco y dos en Chiapas. Nosotros habíamos propuesto una en Tabasco que estaba localizada más o menos por aquí, y aquí hay tres áreas que están proponiendo que posiblemente





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tengan consulta. Estas tres áreas son las que propone SENER para agregar a las áreas que nosotros habíamos propuesto.

Estas son cinco áreas en la parte de las Cuencas del Sureste, que tienen 385 kilómetros cuadrados y mil 924 kilómetros cuadrados de extensión total, con este recurso prospectivo y un volumen remanente para cuatro campos descubiertos que están en el área 14 y 31 prospectos exploratorios en todas las áreas.

La mayor parte de estas áreas cuenta con sísmica, aquí hay sísmica 2D, y en estas áreas que se están proponiendo no se tiene sísmica 3D, o sea, tenemos sísmica 2D muy escasa y aquí hay una donde se tiene parcialmente sísmica 3D, aquí sí van a ser áreas con menor interés, hay que considerarlo desde este momento y eso también lo vamos a comentar en SENER.

Las consideraciones que se están utilizando para nuestra opinión son las siguientes.

Desde el punto de vista jurídico, el modelo de contratación de licencia propuesto por la Secretaría resulta procedente en términos del marco jurídico aplicable y con base en el decreto constitucional y la Ley de Hidrocarburos, así como su Reglamento.

En lo que se refiere a las partes de consideraciones técnicas, en la justificación por parte de la Secretaría se marca que el Estado asegura un ingreso constante sin asumir el riesgo inherente de la comercialización de producción, así que se considera la contraprestación del Estado que se pagará en efectivo y no en especie, es una justificación que nos hace la Secretaría de Energía.

Quiero dejar aquí explícito que en la justificación que nos hizo SENER, como ustedes podrán ver en los documentos que les anexamos en nuestra opinión, están tomando en cuenta todas nuestras opiniones anteriores, entonces ahora viene muy bien documentada la justificación jurídica, una justificación técnica que recoge todas nuestras justificaciones técnicas anteriores y una justificación administrativa que también recoge todas nuestras justificaciones anteriores. Por lo tanto, todo lo que vamos a decir a continuación lo hemos dicho nosotros, entonces aquí simplemente tomé





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

dos puntos de lo que ellos manejan –que también ya lo habíamos dicho nosotros– que es que por las características de las Áreas Contractuales, esta modalidad permite al contratista tener mayor flexibilidad sobre los aspectos relativos a la operación que impacta de manera favorable sobre la eficiencia y la agilidad de la inversión a exclusivo costo y riesgo del contratista, esto es importante.

Yo quise rescatar algunas consideraciones que se tienen por parte de la Unidad Técnica de Extracción y de la Dirección General de Evaluación del Potencial Petrolero que creo que es importante que las veamos. Si bien también la Secretaría de Energía las está retomando, hay que darles su verdadero valor como Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Sin perjuicio de las modalidades de contratación seleccionadas, se debe buscar un balance entre el beneficio económico producto de la maximización de valor de hidrocarburos entre el operador y el Estado, por lo que el modelo de contratación puede definirse a partir de los siguientes elementos. Es algo que es importante manejar y esto tiene que ver con los análisis de los aspectos fiscales que tienen que ver con las regalías, bono a la firma, los pagos de derecho, etcétera. El atractivo para la inversión en el país y en la región, la tasa interna de retorno y la eficiencia de la inversión asociada a los proyectos, la renta de hidrocarburos como porcentaje del Producto Interno Bruto, la distribución de reservas y los recursos prospectivos en el porcentaje nacional del portafolio nacional, la relación de reserva y de producción –que es otro punto muy importante–, la infraestructura disponible y el acceso de mercados internos y externos de los hidrocarburos, así como el nivel de producción nacional, o sea que es algo que se debe considerar para evaluar qué tipo de contrato debemos de tener.

Las Áreas Contractuales son bloques tanto con recursos prospectivos como con volúmenes remanentes para la extracción de hidrocarburos. Hay que considerar que no todos los bloques tienen campos, hay seis en el área de Burgos que tienen 35 campos, y solamente uno en las Cuencas del Sureste –el bloque 14, como lo indiqué hace un rato– tiene cuatro campos asociados. Esto es revelador de un potencial de desarrollo de estas áreas, ya que las superficies son relativamente grandes y permitiría evaluar a los operadores un nivel de exploración adicional a aquellas ya identificadas y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

documentadas, pero también podrían aportar producción de hidrocarburos a mediano plazo, dado que existen campos petroleros descubiertos.

La ventaja de los contratos de licencia en estas áreas es un alto potencial exploratorio y un volumen remanente y reside en que el Estado motive a los operadores a llevar una ejecución, los planes de exploración con tiempos de respuesta más cortos y alcanzar etapas de evaluación de descubrimientos y, eventualmente, producción a mediano plazo.

El margen de eficiencia en las operaciones del control de gastos reside principalmente en los operadores, conservando el Estado márgenes de supervisión adecuados, además de que comparte los beneficios potenciales sin tener que realizar inversiones importantes, que es otro punto importante de este tipo de contratos.

Considerando que el Estado provee gran parte de la información de inicio en un entorno en que la información es asimétricamente baja, el contrato de licencia resultaría un modelo eficiente económicamente, ya que permite gravar sobre la base de utilidades que genera el proyecto.

Los contratos de licencia también permiten establecer estímulos más atractivos para la inversión por parte de los operadores petroleros paralelamente a una maximización de valor económica para el Estado.

Además, la parte de consideraciones de carácter administrativo que considera que el contrato de licencia flexibiliza algunos procedimientos relacionados con la operación diaria y, sobre todo, la administración de estos contratos de exploración y extracción, ya que la recuperación de costos no impacta sobre los pagos que recibe el Estado, puesto que estos no se ven afectados por los gastos ejercidos al amparo del proyecto.

En las conclusiones –en realidad, ya comenté la mayoría– yo solamente quisiera destacar que la modalidad de contratación propuesta por la Secretaría se encuentra prevista en el decreto de la reforma constitucional, así como en sus leyes.

Las 14 Áreas Contractuales en los campos terrestres serían parte de la Segunda Licitación de la Ronda 2 y los contratos de licencia permiten, en





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

principio, una mayor eficiencia de las operaciones exploratorias y de extracción de hidrocarburos en las áreas terrestres con las características ya expuestas. Bajo un contrato de licencia, el Estado asegura un ingreso constante sin asumir el riesgo inherente de la comercialización de la producción que se genere considerando esta escala que tenemos en este tipo de áreas y el contrato de la misma minimiza los costos administrativos para todas las partes, permiten establecer los estímulos más atractivos para la inversión, para los operadores petroleros, pero también maximiza el valor económico para el Estado.

Por lo tanto, la modalidad de licencia permite al contratista asumir la mayoría de las responsabilidades, pero el Estado no pierde el control sobre los planes de exploración y de extracción, ni tampoco en el cálculo y en la verificación de las contraprestaciones y el cumplimiento del resto de las obligaciones fiscales.

Por lo tanto, nosotros apoyamos la propuesta de que sea un contrato de licencia. No sé si quieren comentar algo más Tere, Felipe, Ulises.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Solamente que hace unos días en varios países había una diferencia entre el modelo de producción compartida y los de licencia, que al parecer no había una cierta tendencia en producción compartida y licencia.

Ya haciendo un poco mayor el análisis, vimos qué tipo de yacimientos, qué tipo de proyectos y en qué condiciones del país están operando esas compañías, y está asociado con lo que se comentó ahorita en la presentación.

Decidir un modelo de producción compartida o de licencia depende, entre otras cosas, de la tasa de retorno, de la venta de hidrocarburos como porcentaje del Producto Interno Bruto que tenga ese país, del grado de recursos que haya en reservas y recursos, del nivel de actividad que haya en aguas profundas, en desarrollo de shale gas, en desarrollo de campos maduros, y sobre todo, el nivel de producción y el acceso a los mercados que haya de esos hidrocarburos, si va a refinación o si va, por ejemplo, a exportación; muchos hidrocarburos son para consumo interno. En el caso del gas específicamente en México, el gas no se exporta, principalmente es





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

para consumo interno. Todas esas variables inciden en ese modelo de contrato.

Tomando en consideración que aquí el nivel de producción es bajo comparativo a nivel nacional, el nivel de relación reserva-producción también es relativamente bajo por el nivel de producción y la reserva asociada, el tipo de campos y que esta producción –principalmente en los campos de gas– va para consumo interno, justifica que sea una licencia. Eso está acorde con esa práctica internacional, finalmente, es esa congruencia que hay entre esos elementos que se presentaron y el tipo y características de los campos y sus reservas asociadas.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Nada más un comentario adicional.

Gran parte de las oportunidades exploratorias y de los campos que existen en las áreas seleccionadas en la Cuenca de Burgos han producido gas húmedo, lo cual le da un poco más de valor que si fuera solamente gas seco.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pregunto a los comisionados si tienen algún comentario. Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Doctora, tengo tres comentarios y primero voy a hacer una pregunta.

Se dijo que los bloques 12, 13 y 14 de las Cuencas del Sureste fueron propuestos por la Secretaría de Energía, son adicionales a los que ya habíamos analizado aquí en una sesión previa. El bloque 14 trae cuatro campos asociados. ¿Cuáles son esos campos asociados? Son los de Chiapas. ¿No los tienen ahí a la mano?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, están en Tabasco esos campos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿El 14 está en Tabasco?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está en Tabasco.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Qué campos son?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ulises seguramente los trae.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mientras lo localizan, creo que es muy importante que hagamos una revisión de todas las Áreas Contractuales para que los campos que están involucrados con ellas no tengan la problemática que estamos teniendo ahora con la Tercera Convocatoria, en donde las Áreas Contractuales no cubren todo el yacimiento, entonces me gustaría mucho que eso se revisara para no tener este problema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo otras dos consideraciones. Una es la parte técnica, la parte en que hace sus observaciones. Me parece que el segundo es exactamente la redacción cuando se quiere defender el contrato de producción compartida; cuando hablamos de asimetría baja, es el otro, entonces no sé si aquí es la redacción adecuada.

Me voy a permitir leerlo: "considerando que el Estado provee gran parte de la información de inicio en un entorno en que la información asimétrica es baja –lo que significa que el operador y el Estado tienen la misma información–, el contrato de licencia resultaría un modelo eficiente económicamente, ya que permite gravar sobre la base de las utilidades que genera el proyecto".

Ese es el contrato de producción compartida. Licencia no grava sobre base de utilidades, licencia no se utiliza cuando la información asimétrica es baja, entonces algo está mal en la redacción. Por favor, que la modifiquen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo revisamos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y una tercera. Hay una parte donde habla de la relación reservas-producción y dice que la relación reservas-producción es baja, pero la redacción está mal porque dice que es





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

baja porque la producción es baja. Precisamente, si la producción es muy baja, la relación reservas-producción es más alta porque está en el denominador. Ahí está: "en este caso, la relación reserva-producción de los campos es baja en virtud de que sólo algunos campos producen". Si el gasto es bajo, la relación reservas-producción es alta. No sé si quiera por qué se pone ese enunciado ahí. ¿Qué ganamos con ese enunciado? Yo hasta lo eliminaría o lo matizaría.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Como lo comenté hace ratito, algunos argumentos no son totalmente definitivos para un modelo de contrato. En algunos países utilizan la relación reserva-producción, en función de esa reserva que es dinámica, que va cambiando cada año, que está en función del precio, si ven que en las condiciones actuales es muy poco lo que se va a producir en uno, dos o tres años, finalmente dicen que un modelo de producción compartida no es el ideal.

Esa relación reserva-producción es muy relativa, puedo tener muy poca producción –como al día de hoy se trae– y se va a 40 o 50 años, entonces tendría que ver yo cuál es ese potencial de producción para ver si esa relación reserva-producción es un determinante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces yo creo que hay que matizar.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Yo creo que habría que explicarlo más porque puede ser muy relativo. Al día de hoy, esa relación de reserva-producción de esos campos puede ser muy alta y eso es engañoso. Está una producción muy baja por condiciones operativas o porque el pozo está prácticamente produciendo algunos barriles o algunos pies cúbicos. Yo creo que sí habría que mejorar la redacción, ampliar el sentido de cómo utilizan la relación reserva-producción para definir un modelo de contrato.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Quizá también sería necesario considerar que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

bastantes de estas áreas son combinadas de exploración y extracción. Por ejemplo, en Burgos, aparte de la reserva de 97 millones que ya está calculada y de 7 millones en el área que está al sur, va a haber trabajo de exploración que eventualmente pudiera incorporar mayor reservas y mayor recurso prospectivo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que hoy no lo tenemos.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Todavía no, pero hay actividades de exploración cuyo objetivo es incorporar reservas y aumentar el recurso prospectivo localizando más prospectos exploratorios.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Regresando a la primera pregunta, lo que yo quería saber es qué tanto se mejoró esta propuesta, cuánta producción vamos a tener adicional a la que habíamos nosotros analizado, porque era muy bajita, ¿no? Entonces si estos tres campos realmente son importantes y si realmente están aportando mayor producción a corto tiempo o están incluyendo más reserva. No quería saber los nombres, quiero saber cómo la SENER mejoró la propuesta que teníamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No mejoró. Esa área de alguna manera nosotros la teníamos en prioridad, esa área sí estaba dentro de las prioridades de área que se tenían en nuestra propuesta de inicio, pero la teníamos en una prioridad baja. Si recuerdan, el área que traíamos propuesta para consulta era la prioridad 1 porque tenía aproximadamente 94 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, porque era más o menos igual a toda la suma de volumen remanente.

El asunto es que ésta tiene de volumen remanente como 7 millones, es casi nada. El área que traíamos era aquí y ésta la pusieron acá, pero aquí le ven menos riesgo desde el punto de vista de la consulta social que se va a hacer. En cuanto a la parte de producción y en cuanto a la parte de volumen remanente, si mal no recuerdo, pasó de la prioridad 1 a la veintitantos, sí bajó mucho en cuanto a la prioridad, y el dato de producción te lo podemos dar después. Sí bajó muchísimo en cuanto a la prioridad, pero ellos le vieron menos riesgo desde el punto de vista social.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Estos no los habíamos considerado nosotros porque no estaban bajo los criterios que nos habían marcado, no hay sísmica, no hay instalaciones cercanas, no hay campos, o sea, no tenían ninguna de las características que nos habían marcado para proponer áreas.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- En cuanto a la producción, es una producción que se reporta en la base de datos institucional de Pemex, es una información producto de un prorrateo, no hay una medición real de esa producción. Son unos cuantos barriles, a reserva de que lo verifique, son cerca de 382 barriles, es muy poco, aparte de que ni siquiera son medidos directamente, son estimaciones producto de un prorrateo que hacen ahí. La producción, comparándola con el total nacional o inclusive con el total de la licitación, es una pequeña fracción, son otros los incentivos que tomaron en cuenta para seleccionar estas áreas más allá que la producción o que la reserva.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- También en relación con las Áreas Contractuales que está determinando la Secretaría de Energía, nosotros en la propuesta incluimos el bloque al que ya se hizo mención, que traía 94 millones de volumen remanente, que representaban prácticamente el 50 por ciento de toda la propuesta, pero también cuando lo propusimos, se hizo mención a la posibilidad de que sirviera este bloque para efecto de llevar a cabo un primer ensayo de lo que es la consulta que se requiere hacer para efectos sociales. ¿En esta propuesta que hace la Secretaría de Energía incluyen bloques en los que se requerirá hacer esta consulta?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Estos tres, 12, 13 y 14.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Pero con menos materialidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con menos materialidad.

COMISIONADO MOREIRA.- Yo tengo una pregunta. El tercer argumento, tasa interna de retorno y eficiencia de la inversión asociada, implica que le has asignado un precio estimado al producto. El decir que se lo vamos a dar





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

a la mayor tasa interna de retorno, a lo que sea, implica que nos estamos casando con una proyección de precio. La pregunta que yo tenía es primero ver si tenemos eso; si no lo tenemos, ¿para qué nos metemos en eso?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ULISES NERI FLORES.- Efectivamente, muchas de estas consideraciones que se hacen para definir un modelo de licencia o de producción compartida, específicamente en el de licencia, cuando calculo el government take, esta basado en esa evaluación económica, y si bien hay un pronóstico de precio, principalmente se toma como referencia el de reservas, este precio tiene una incertidumbre para ver la probabilidad de un indicador económico, más que un indicador económico determinístico, cuál es la probabilidad de tener ese indicador, es como lo hacemos. Si fuera determinístico, me estoy casando con un solo valor que finalmente puede cambiar en el tiempo, entonces modelamos el precio bajo una distribución de probabilidad o escenarios que permita ver la probabilidad de esa tasa interna de retorno.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está perfecto, nada más cambiar eso, "estimado de", "pronóstico de", algo así, para no dar la impresión de que tenemos un número que no tenemos.

No sé si la posibilidad de incorporación de nuevas tecnologías debería aparecer ahí o no. Si algunos de estos campos, como en el norte de Tamaulipas, van a ser de roca pizarra, de shale, puede ser que eso nos lleve al desarrollo de nuevas tecnologías nacionales y puede ser una razón más para hacerlo, o sea, no cambia la conclusión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá no expliqué explícitamente. Lo que pasa es que para opinar a SENER qué áreas podrían ser, hubo ciertos criterios en los cuales también SENER nos pidió que nos basáramos y en este caso se quitaron todas las áreas con posibilidad de shale. Todas estas áreas no van a contener shale comercialmente explotable. Por ejemplo, aquí había algunas áreas, sobre todo en esta parte, que se fueron en esta parte de los criterios y que se van a dejar para las convocatorias explícitas de shale. Aquí son únicamente para yacimientos convencionales.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero yo sí creo que un factor para moverse en este sentido es desarrollo de nueva tecnología.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo estoy de acuerdo, claro que sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Efectivamente, en la última opinión que dimos de la Primera Convocatoria de la Ronda 2, porque SENER planteaba que producción compartida era el mejor modelo, al defenderlo como licencia manejamos la tecnología, ya lo hicimos, y en estas se nos pasó. El que el operador tenga la libertad de hacer las inversiones le permite probar nueva tecnología; si no, tendría que venir a preguntarle a la CNH: "queremos probar tal tecnología", y nosotros vamos a decir: "no, no te vamos a permitir porque va a ir en contra de mi beneficio como gobierno federal". Entonces la licencia también tiene este componente muy importante que es el incentivar la generación de nueva tecnología.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si haya algún otro comentario. Pido a la Secretaría Ejecutiva se sirva dar lectura a la propuesta de acuerdo.

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

### **ACUERDO CNH.E.15.001/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, presentada mediante oficio 500.122/16, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión favorable respecto del modelo de contratación de Licencia establecido por dicha





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

dependencia para las 14 Áreas Contractuales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en campos terrestres que serán parte de la Segunda Licitación de la Ronda 2.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:20 horas del día 4 de mayo de 2016, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

Alma América Porres Luna  
Comisionada designada para presidir esta sesión

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva