



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:12 horas del día 24 de agosto del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0552/2017, de fecha 23 de agosto de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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 propuesto por la Secretaría de Energía para 35 áreas contractuales en aguas someras del Golfo de México, a licitarse en la primera convocatoria de la Ronda 3.
- II.2 Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de los Lineamientos de Perforación de Pozos.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para 35 áreas contractuales en aguas someras del Golfo de México, a licitarse en la primera convocatoria de la Ronda 3.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, 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 SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias Secretaria Ejecutiva, Presidente, colegas. Si les parece bien, yo quisiera pasarle la palabra directamente a nuestro titular de la Unidad Técnica de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Asignaciones y Contratos, el maestro Fausto Álvarez, para que nos exponga la opinión de esa Unidad que esta ponencia retoma en parte para proponerles la opinión que estaríamos dándole a la SENER. Yo quisiera que el maestro expusiera las razones de esa Unidad, yo haría después de que lo haga él las razones particulares de la ponencia, porque hay alguna divergencia ahí de parte de su servidor. Hay una diferencia de grado en la opinión que les estoy proponiendo. Pero para tener todos los elementos yo quisiera, si ustedes me lo permiten y si están de acuerdo, que el maestro Fausto nos expusiera sus razones y yo al final daría las mías. Si les parece bien, por favor maestro Álvarez.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante maestro.

TITULAR DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, MAESTRO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias Comisionados. ¿Qué tal? Buenas tardes. Como bien lo comenta, el primer punto de la Orden del Día es la opinión sobre el modelo de contratación para la primera convocatoria de la Ronda Tres. Siguiendo. Gracias. En este sentido la solicitud de opinión, la SENER informa que el modelo de contratación para la primera convocatoria de la Ronda Tres sea un Contrato de Producción Compartida y esta solicitud la remite la Secretaría en los términos de lo dispuesto por los artículos 18 y 29, fracción tercera, de la Ley de Hidrocarburos y otras disposiciones jurídicas aplicables. Gracias.

Para entrar ya un poco en detalle de la opinión técnica, el primer punto es mencionarles que la SENER somete a la CNH 35 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras del Golfo, para ser incorporadas como parte de la primera convocatoria de la Ronda (número) Tres. La opinión técnica que tiene esta unidad está dividida en tres componentes porque involucra áreas que se encuentran frente al área de Burgos en el Golfo de México, áreas en el área de Tampico Misantla y Veracruz y lo que es conocido como Cuentas del Sureste. Estas áreas o



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

todas estas áreas se caracterizan por ser áreas exploratorias y por tener un rango de hidrocarburos esperados de aceite ligero, aceite pesado, gas húmedo y gas seco, porque prácticamente recorreremos todo el Golfo de norte a sur. La siguiente por favor.

Aquí lo que pueden observar es básicamente el contenido de esas 35 áreas. 14 de ellas se encuentran en el área de Burgos, una denominación – lo que se denominó Burgos Norte – con cuatro áreas y el resto de las áreas en la parte sur. Para el componente de Tampico Misantla-Veracruz, están básicamente distribuidas aquí las áreas contractuales. Y finalmente para las Cuencas del Sureste están frente a las costas de Veracruz y Tabasco. Aquí lo que ustedes pueden observar en estos mapas, lo que quisimos hacer es poner en contexto como se ven esas áreas contractuales con respecto a todas las demás convocatorias de licitación para que se vea como va avanzando este proceso. La siguiente por favor.

Entrando ya al detalle de lo que son las consideraciones técnicas, haremos las mismas como ya lo hemos establecido por la parte de consideraciones técnicas para la parte de Burgos, las consideraciones técnicas para Tampico Misantla y Veracruz y las consideraciones técnicas para lo que es Cuencas del Sureste. Para el caso específico en el sector Burgos, es opinión de esta Unidad que el modelo de licencia se aplique por las siguientes razones. Normalmente utilizamos este método de exponer las razones técnico-operativas, las razones económicas, las razones operativas y las razones de comercialización. Entonces en este sentido para el caso del sector Burgos, en el tema de las consideraciones técnico-operativas está que en este sector las áreas contractuales se ubican en aguas someras y lo que se espera en estas áreas (lo que consideramos o esperamos) es gas húmedo. Estas áreas cuentan con una importante cobertura 3D y el mallado de línea 2D. Es entre un 80% y un 90% en términos de cobertura de las áreas contractuales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Para estas áreas contractuales, dentro de estos temas técnicos—operativos, estamos hablando de que tenemos tirantes que van desde los 50 hasta los 500 metros de profundidad, por lo que en algunas zonas de estas áreas contractuales será requerido utilizar plataformas semi sumergible para las operaciones petroleras. El otro aspecto es (que) el Estado cuenta con conocimiento geológico en la porción terrestre de Burgos, sin embargo, el conocimiento con el que se cuenta en la parte del Golfo es limitado. No tenemos el mismo conocimiento que se tiene en la parte terrestre que el conocimiento que se tiene en la zona marina. Y finalmente por esto consideramos que existe un mayor riesgo derivado de la limitada actividad exploratoria que existe en esta región. Esos son como los antecedentes técnicos-operativos.

En la parte económica, observamos que en esta región del sector de Burgos no existe el desarrollo de campos cercanos con infraestructura. Adicional a esto, en el caso de que ocurran los descubrimientos en algunas de estas áreas contractuales o en estas áreas contractuales, será necesario el desarrollo de infraestructura para poder movilizar el hidrocarburo que ahí se descubrió. Adicional a esto, el modelo planteado de licencia no presenta lo que es la recuperación de costos y por ende la contraprestación del mismo depende directamente de la producción. El hidrocarburo esperado, como ya se mencionó en las consideraciones técnico-operativas, es de gas húmedo, por lo que es opinión de esta unidad que se necesitará optimizar tanto inversiones como los costos asociados para el manejo de este tipo de proyectos.

En términos de la operación, consideramos que el modelo de licencia para el sector Burgos permite lo que es la flexibilidad en términos de la toma de decisiones para los nuevos operadores y contratistas, dado que bajo este modelo no se aprueban ni presupuestos ni programas. Los presupuestos simplemente son de carácter indicativo. Creemos también que es adecuado porque mediante el modelo de licencia para este sector se disminuyen todos los costos administrativos porque es un menor seguimiento el que se tiene que dar a este tipo de contratos. Sin embargo,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es importante mencionar que esta disminución de administración o de actividad de administración para nada interrumpe las atribuciones que tenemos en términos de supervisión. La supervisión continúa en términos de las actividades que los contratistas o los futuros contratistas tendrán que ejecutar en esas áreas contractuales. Y en el punto número cuatro es que permite una administración más eficiente en términos del contrato de licencia.

Para la parte de comercialización, aquí lo que consideramos es que la contraprestación al Estado se realiza en efectivo y no es especie. Es lo que menciona el contrato de licencia como tal. Y finalmente en términos también de la comercialización, el hidrocarburo esperado creemos que por la misma complejidad de que no existe esta infraestructura o campos cercanos que ya hayan desarrollado infraestructura generaría dificultades operativas en términos del transporte del hidrocarburo. Adelante.

Eso fue para el sector Burgos. Un análisis muy similar se siguió para la parte del sector de Tampico Misantla y Veracruz. Aquí la diferencia es que la opinión de esta Unidad es la propuesta del modelo de producción compartida y las razones son las siguientes. En la parte técnica-operativa, se cuenta con un mayor nivel de información y mayor nivel de número de pozos perforados en la región, de lo que los resultados es básicamente en aceite. En la parte norte y en la parte sur lo que se ha encontrado es gas. Como lo mencionaba anteriormente, la cantidad de información es mucho mayor ya que en esto se encuentra información de pozos que incluso tienen hasta 40 años de haber sido perforados en la región. Y este sector en términos generales se caracteriza por tener un riesgo geológico medio, no tan elevado como en el norte, donde es menor el nivel de descubrimiento y de certidumbre que se tiene. En este sentido, también por tratarse de operaciones en aguas someras y en este sector específico Tampico Misantla y Veracruz, se tiene también un mejor conocimiento sobre las tecnologías a aplicar en aguas someras. Por lo tanto, consideramos que existe la madurez técnica y operativa suficiente en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

área dentro de la propuesta para ser considerado como un modelo de contrato de producción compartida.

En el tema económico, lo que tenemos aquí es que se cuenta con el conocimiento suficiente derivado de la operación continua que han tenido en estas áreas, pues obviamente hay un conocimiento y un seguimiento de los costos asociados a las operaciones de esas áreas. Por el mismo modelo de contrato de producción compartida se considera aquí si la aprobación de programas y presupuestos de trabajo. Perdón, de presupuestos y programas de trabajo. Y esta aprobación de presupuestos y programas de trabajo, con los datos históricos que se tienen, se puede realizar una mayor o una mejor supervisión técnico-económica de las áreas por el mismo conocimiento que se tiene. Además, en este sentido, en el aspecto técnico consideramos que es factible que, como ya hay desarrollo y ya hay operación, que puedan generarse sinergias al contar ya con infraestructura cercana y de otros desarrollos que podrán aprovechar los nuevos operadores petroleros. Y finalmente pues hemos venido ya también trabajando con el conocimiento que hemos adquirido en términos de la administración de contratos petroleros.

El tercero de los aspectos, muy relacionado con el aspecto económico, es la cercanía con otras áreas contractuales, donde – derivado de Rondas y convocatorias anteriores – ya se han adjudicado los primeros contratos en esa zona. Y, muy de la mano con lo que mencioné en el punto anterior de la parte económica, creemos y consideramos que esto generará las sinergias necesarias para acelerar el desarrollo de los descubrimientos ya existentes y los posibles descubrimientos que pudieran generarse a partir de los nuevos contratos o estas nuevas áreas propuestas.

Finalmente, en el aspecto de comercialización, creemos que el hecho de que ya haya presencia de esta infraestructura permitirá el manejo adecuado de los hidrocarburos que se produzcan en la zona. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Finalmente llegamos al sur en las Cuencas del Sureste, un análisis prácticamente igual que se hizo para las demás áreas. En este caso la propuesta también de esta Unidad Técnica es que proponemos el modelo de producción compartida y es por lo siguiente. En el aspecto técnico-operativo, vemos aquí que en esta región el hidrocarburo esperado es aceite ligero en la mayor parte a excepción de las áreas límites de la provincia, en el Pilar de Reforma y de Akal, donde ya varía el tipo de hidrocarburo esperado. Adicionalmente en esto se cuenta con la experiencia necesaria derivada de todas las actividades exploratorias que se han realizado en la región. Si recuerdan la lámina donde presenté dónde están ubicados estas nuevas propuestas de bloques, si pudieran observar en el caso de Cuencas del Sureste es donde se observa la mayor concentración de infraestructura y de desarrollo que existe dentro del país en aguas someras. Por lo mismo, contamos con la información necesaria histórica, así como todos los nuevos desarrollos de Ares que se han hecho en la región que han permitido incorporar información del área e información incluso con nueva tecnología disponible para los posibles operadores o contratistas. Y finalmente algo que, si también es importante destacar, que en esta zona o en este sector de Cuencas del Sureste ya alguna de las áreas propuestas ya cuentan con descubrimientos.

En términos del aspecto económico, similar a lo de Tampico Misantla, es aquí incluso mucho mayor el nivel de entendimiento y conocimiento que se tiene de los costos asociados a las operaciones que se realizan en el área. De igual manera creemos que por este mayor desarrollo de infraestructura se podrán establecer sinergias al contar con esta infraestructura cercana ya desarrollada para futuros y posibles desarrollos. Y de igual manera, como ha sido en el caso anterior, también contamos con el conocimiento técnico-administrativo para tratar con este tipo de contratos.

En términos de cercanías con otras áreas, en este caso existe para esta zona de las Cuencas del Sureste, ya se asignaron cinco contratos de exploración y de extracción que se encuentran vigentes derivados de la Ronda Uno. Y adicional a esto, tenemos operando en el área la migración que se hizo del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

contrato de Ek-Balam. Apoyándome un poco en el aspecto económico que mencioné anteriormente, de igual manera por la misma existencia de toda esta infraestructura que se encuentra en estas áreas, creemos que es factible que se puedan acelerar el desarrollo de posibles descubrimientos en el área que requieran esa infraestructura para llevar el hidrocarburo. Y finalmente el contrato de producción compartida permitiría sinergias en igualdad de condiciones. ¿A que nos referimos con estas sinergias en igualdad de condiciones? Que, derivado de las convocatorias anteriores, de reuniones previas, en esas franjas el modelo de contrato que ha sido implementado para estas convocatorias anteriores ha sido el modelo de producción compartida.

Y finalmente en la parte de comercialización es importante mencionar que actualmente en el contrato de Ek-Balam el Estado comercializa el hidrocarburo producido por lo que le corresponde por parte del contrato de Ek-Balam. Se cuenta con el conocimiento ya en términos de comercialización y finalmente pues existe la infraestructura disponible para movilizar el hidrocarburo. Adelante.

Derivado de lo anterior, un resumen en términos de la opinión técnica de esta Unidad, la propuesta es que para el sector Burgos es que sea un contrato de licencia. Sin embargo, aquí tenemos unas consideraciones especiales que, independientemente de que se está proponiendo el contrato de licencia, creemos que en función del desarrollo de la infraestructura y de las condiciones operativas de la zona, el Estado pueda solicitar al contratista ya sea el pago total o parcial de la contraprestación en efectivo como establece el contrato de licencia o en especie. Para el caso del sector Tampico Misantla-Veracruz, la opinión técnica de esta área, de esta Unidad perdón, es que sea un modelo de producción compartida y es caso similar para el caso de Cuencas del Sureste. Adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En términos de las consideraciones jurídicas, básicamente los contratos de licencia y producción compartida son legalmente procedentes en virtud de lo siguiente. En primera instancia el transitorio cuarto del Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, donde se establecen las diversas modalidades de contratación donde están definidos los contratos de servicio, los contratos de utilidad y producción compartida y también el contrato de licencia. En términos de la normativa aplicable, está el artículo 29 en su fracción tercera de la Ley de Hidrocarburos donde corresponde a la SENER establecer el modelo de contratación con las opiniones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la CNH. El artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos en el que señala que para la determinación del modelo de contratación se podrá elegir entre otros los contratos que ya antes mencioné (de servicios, utilidad, producción compartida y de licencia). Y la sección primera y segunda del capítulo primero del título segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que establece básicamente las disposiciones relativas en términos de las contraprestaciones que deberán contener los contratos de producción compartida y licencia. Y finalmente el artículo 26 en su párrafo cuarto de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, donde también establece/indica que se podrá optar por cualquiera de las contraprestaciones señaladas en Ley o bien una combinación de las mismas. En ese sentido por la opinión en específico para el contrato de licencia. Adelante.

Entonces en ese sentido las conclusiones es que en términos de la opinión legal, el modelo de contratación propuesto por la SENER para producción compartida, así como los modelos de licencia y producción compartida propuestos por esta área técnica de la Comisión, se encuentran previstos en el Decreto de la Reforma Constitucional en Materia de Energía, en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, así como en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, por lo que, acorde a lo señalado en el apartado tercero de consideraciones legales, resulta jurídicamente procedente emitir una opinión favorable en cuanto a la procedencia de dichas modalidades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

En términos de la opinión técnica, el modelo de contratación de producción compartida propuesto por la SENER para esta primera convocatoria de la Ronda Tres es viable considerando las características técnicas, operativas y administrativas para la parte de los sectores de Tampico Misantla-Veracruz y para las Cuencas del Sureste y para el caso del sector Burgos el modelo de contratación de licencia. Y algunas consideraciones adicionales que ya habíamos mencionado, que es por lo que el modelo de contratación de licencia. Se sugiere analizar de incluir la posibilidad de que el Estado reciba la contraprestación en especie o en efectivo en cuanto a que así se lo considere y se le solicite al contratista de manera anticipada. Y lo anterior en términos de lo señalado en el apartado segundo y tercero de la presente opinión. Con eso termino la participación de la Unidad en términos de la opinión técnica.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias. Gracias maestro Fausto. A ver, tomando en cuenta estas opiniones, todos estos análisis, lo que la ponencia a mi cargo les propone en este tema es ir un paso más allá y proponer como opinión de esta Comisión – en respuesta a la solicitud que nos hace la SENER – que sea el modelo de contrato licencia el que se pudiera establecer para las 35 áreas contractuales. Déjenme darles rápidamente la numeraria que tenemos hasta ahora en este tema.

La SENER nos ha pedido 26 opiniones a los modelos de contratación. Recordemos que en términos legales quien establece el modelo de contrato...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Históricamente nosotros 26.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- 26. En las rondas de licitación y en las asociaciones de Pemex. La atribución legal decía yo es de SENER. La atribución en la realidad la comparte SENER con Hacienda, porque ustedes recordaran que Hacienda establece los términos económicos de los contratos. Entonces al establecer esos términos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

económicos de facto defines la naturaleza del mismo. De estas 26 solicitudes, SENER en 15 eligió el modelo de producción compartida y en 11 eligió el de licencia y nosotros nos hemos pronunciado de la siguiente manera. En el 34.6% de estas 26 solicitudes hemos opinado favorablemente el de producción compartida, mientras que en el 65% de los casos lo hemos hecho favorablemente por el modelo de licencia. Es decir, esta Comisión ha tenido, ya pues en el tiempo que llevamos con este ejercicio de nuevas atribuciones, ha tenido una clara preferencia por el modelo de licencia. Entrando en materia de estas 35 áreas – ya lo decía Fausto, no repetiré – la verdad es que las 35 áreas comprenden desde el norte de Tamaulipas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perdón la interrupción Comisionado. Una precisión, porque todavía no hay definición sobre cuantas áreas son. Todavía no hay definición. Eso lo definirá la SENER. Lo que mostró el ingeniero Fausto todavía es un análisis previo, pero todavía no hay definición si son exactamente 30, 35 o 20 y tantas y tampoco las zonas precisas. Entonces yo les pido Comisionados que lo tomen como una referencia. Pero todavía no está definido por la SENER. O sea, son las áreas en aguas someras, en las distintas regiones. Exactamente cuántos contratos exactamente de qué dimensiones las áreas contractuales, todavía no está definido.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Bueno, debo decir que lo que yo les estoy proponiendo acá Presidente si toma en cuenta que son 35 áreas de 400 km cuadrados más o menos, porque es la información con la que yo conté, pero además pues debo de señalar. La ley lo que establece es que el modelo de contrato se establece para cada área contractual. Es decir, sí tenemos que tener el área contractual pues porque evidentemente la naturaleza del contrato obedece a un análisis que se hace para un área contractual en lo específico. Si no es muy difícil decir, “pues no sé cuántas áreas sean y en dónde van a estar, pero el modelo que te propongo es este”.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- El análisis que yo hice es sobre 35 áreas, de las cuales ya lo dijo Fausto 14 están en el área de Burgos, 13 están en Tampico Misantla y Veracruz y 8 están en las Cuencas del Sureste. Lo que yo propondría es: Déjenme exponerles las razones del sentido de este proyecto, entendiendo que quizás cambien las áreas. Pero las que yo opiné son esas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El pronunciamiento final de la SENER todavía no lo tenemos sobre si son estas las áreas. Entiendo que la opinión va sobre este proyecto, pero todavía el pronunciamiento de la SENER final no lo tenemos.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Las áreas finales se definen cuando nos envían la solicitud de convocatoria para elaborar bases de licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, es un proyecto tentativo, pero todavía no tenemos la definición final.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo, bueno. Siendo así, digamos, hay cinco aspectos que se consideraron, que el área del maestro Fausto consideró para preparar su opinión, que fue:

- 1) La ubicación geográfica.
- 2) El hidrocarburo esperado.
- 3) La infraestructura asociada.
- 4) El nivel de conocimiento geológico y;
- 5) Las áreas contractuales aledañas.
- 6) Desde luego la comercialización, que eso tiene una evaluación específica, ¿no?

Digamos, serían esas seis cuestiones. Desde mi perspectiva no hay duda que bajo este análisis el sector Burgos que en este primer ejercicio son 14 áreas, 4 en la parte norte y 10 en la parte sur, por este análisis que realizó



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Unida Técnica de Asignaciones y Contratos para mi es claro que el modelo de licencia pues debería ser la opinión de esta Comisión sin ninguna duda. Así lo expresó el área técnica y así lo expresa el documento que tienen ustedes para su análisis.

Y donde yo voy un paso más allá es para los sectores denominados Tampico Misantla y Veracruz y para las Cuencas del Sureste, que en esta primera aproximación en la primer área (la de Tampico Misantla y Veracruz) son 13 áreas contractuales y en las Cuencas del Sureste son 8. Ahí hay claramente cuestiones que se podrían distinguir en cuanto al hidrocarburo esperado, infraestructura asociada, las áreas contractuales que están aledañas. Para mi hay un elemento sin embargo que detona que el proyecto que tienen ustedes sea también para proponer a la SENER a manera de opinión que el contrato que se utilice en estos dos sectores sea también licencia. Y tiene que ver fundamentalmente con dos cosas: Una es la comercialización que ya establecía el maestro Fausto representa un tema importante, ha sido un reto en el día a día de esta Comisión, así nos lo han manifestado las áreas que se encargan de este proceso. Y hay que recordar que hoy está en marcha el proceso competitivo, el proceso licitatorio, para seleccionar al comercializador del Estado. Es decir, hoy por hoy tenemos un comercializador que en términos de la Constitución concluye con ese mandato el 31 de diciembre y habrá una licitación para seleccionar al comercializador del Estado, que será el responsable pues de llevar a cabo la comercialización de estos hidrocarburos que el Estado tendría como contraprestación en un modelo de producción compartida. Y hoy por hoy – insisto – pues ese comercializador no se conoce. No se conoce porque el proceso está en marcha.

De manera que ese tema de la comercialización y después la posibilidad que desde la Constitución y luego en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se prevé de que las contraprestaciones se combinen. Es decir, lo que establece el marco jurídico aplicable es que en los contratos de servicios la contraprestación al contratista será en dinero, en los de utilidad y producción compartida se comparte o la utilidad o la producción,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

según corresponda, y en la licencia el pago al contratista es con el hidrocarburo que se extrae previo pago digamos en efectivo al Estado. Si eso se puede combinar y, habiéndolo ya señalado el Comisionado Acosta en una sesión previa, me refiero a la posibilidad de prever una combinación de contraprestaciones para el Estado que permitan que un porcentaje de la contraprestación en favor del Estado se pague en efectivo y que otra se pague con hidrocarburo, a mí me parece que ya no hay pues razón para no proponer o para no opinar que... con independencia de en donde se encuentren estas áreas contractuales propuestas el mejor modelo, el que más flexibilidad operativa da con independencia ya insisto si hay infraestructura aledaña o no, si el riesgo geológico es medio o alto, si se tienen áreas contiguas que tienen producción compartida como el modelo de contrato bajo el cual se están operando.

En fin, ya con independencia de estas cuestiones, si podemos proponer la licencia con una contraprestación combinada que permita pagarle al Estado con hidrocarburo y con dinero en efectivo, pues me parece que esa es honestamente la mejor opción. Porque le brinda mayor facilidad al contratista; porque el Estado no pierde desde luego la posibilidad de vigilar y de supervisar las actividades petroleras y porque me parece que esa es una de las motivaciones de la Reforma Energética, que el Estado tenga recursos para el desarrollo de largo plazo de la nación. Eso se obtiene con la licencia. Los temas de seguridad energética, de garantía de abasto me parece que se cubrirían con el porcentaje que en su caso pagaría el contratista al Estado a través del Hidrocarburo. Desde luego y así lo dice el proyecto, si fuera de atenderse esta opinión que sólo es una opinión, sería importante cuidar los tiempos. Es decir, no es tan sencillo que el Estado diga, "bueno, el mes que entra la contraprestación que me toca la deberás cubrir con hidrocarburos". Hay convenios comerciales que el contratista tiene suscritos con terceros para justamente la comercialización de los hidrocarburos, de manera que habría que cuidar esos tiempos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La opinión va en el sentido que la SENER pueda evidentemente evaluar la opinión, pueda llevar a cabo el análisis correspondiente y al final (insisto) pues que sean contratos de licencia con independencia de en donde se encuentran estas áreas contractuales. Esa es la opinión y pues estoy a sus órdenes. Presidente, muchas gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo en primer lugar quería apoyar aquí la propuesta del Comisionado Pimentel, pero más allá me quería regresar a la presentación. O sea, está una serie – que te diría yo – de frases lapidarias que no tienen ninguna base. Porque por ejemplo dice, “porque ya tenemos conocimiento de comercialización”. Pues eso es su opinión, yo creo que no estamos ahí, y lo están poniendo como una razón para hacerlo. Y luego dice, “no, es que es mejor producción compartida porque va a haber más sinergias”. ¿Y eso que, eso de dónde sale? ¿Dónde se prueba? Luego nos dicen una cosa contra otra sin un sólo número. No hay un sólo número en toda la presentación. Si dijeran “esto da un 6% más recursos a la nación” o “esto me va a permitir esto”, tendría mucho sentido. Pero está lleno de frases lapidarias que dices tú, “¿Y eso de dónde salió?” O sea, producción compartida porque ya hay otros contratos similares. Pues eso no es una razón de hacerlo.

Entonces yo quisiera, no sé, como que necesitamos en primer lugar ser más concretos en la comparación, porque a veces como que nos están describiendo que es producción compartida. Vamos a tener que aprobar presupuestos. ¿Eso es bueno o es malo? ¿Nos conviene o no nos conviene? No hay ninguna comparación, hay nada más descripción. Y yo sí creo que tenemos que regresarnos a las cosas que nos hacen exitosos. Si nosotros tenemos más infraestructura pues obviamente la contraprestación va a ser mayor. O sea, el que lo va a operar nos va a poder dar una mayor contraprestación. Entonces habría que ver que ha pasado en el pasado, o



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

sea, requerir un análisis más numérico. Pero en función de la información que tenemos ahorita, con la problemática que tenemos ahorita, con la experiencia que hemos tenido en las Rondas anteriores, yo creo que la opinión aquí del Comisionado Pimentel se me hace lo más sensato y yo quisiera ponerme otra vez de este lado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Coincido con lo comentado. Gracias Comisionado doctor Moreira. ¿Alguien más? Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Primero quisiera hacer una pregunta. Si la SENER nos está dando como una decisión previa el que están pidiendo licencia para este primer grupo de asignaciones. ¿Ellos no están todavía?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- La SENER propone contratos de producción compartida para las 35 áreas.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ah, producción compartida.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Así es.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Solicita SENER producción compartida, bueno. Yo también coincido con la ponencia. Me parece que en mi opinión en todos los casos deben de ser licencia. Si bien es cierto que en otras ocasiones hemos opinado acerca de áreas semejantes para que fueran producción compartida, la verdad es que conforme vamos tomando consciencia del manejo de estos contratos y de los retos que representan pues en mi opinión he cambiado de parecer en cuanto a la mejor forma de administrarlos dependiendo del tipo de modelo de contrato que sea. Y voy a dar algunos elementos que en lo personal considero que tienen inconveniente el tipo de contrato producción compartida que es el que nos propone la SENER.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Me parece que producción compartida inhibe la eficiencia en la ejecución de los trabajos del contrato, porque al momento de que tiene que comprobar cada uno de los datos se da la opción o existe la posibilidad que se pretendan incluir gastos que no necesariamente son indispensables. A diferencia de la licencia que, al estar en su responsabilidad el absoluto nivel de inversión, permite esas eficiencias que a su vez de forma indirecta le benefician al Estado. Genera cargas administrativas innecesarias tanto al contratista como al gobierno y estas cargas innecesarias tienen que ver con la supervisión y tienen que ver con la administración del propio contrato con las auditorías. Y cuando hablamos de supervisión, cuando hablamos de auditorías, estamos abriendo la puerta para actos de corrupción, tanto de supervisión como las propias aprobaciones de los gastos y de las inversiones. Agrega una carga económica al precio del hidrocarburo que le corresponde al Estado debido a la contraprestación que el Estado tiene que pagarle al comercializador de la parte del hidrocarburo que le corresponde en esta distribución que prevé la producción compartida. La parte que le toca al Estado para poderla comercializar necesitamos contratar a un especialista que es un comercializador y este por su trabajo pues se le paga una contraprestación, una contraprestación que no sería necesaria en caso de que fuera un contrato licencia.

Transforma al regulador, es decir a la CNH, prácticamente en un operador. O sea, nos quita la naturaleza de ser un regulador para convertirnos prácticamente en operadores de venta de hidrocarburos. Sí, a través de un tercero, pero no dejamos de representar esa función. En la práctica, los contratos de producción compartida que recientemente se han firmado han incluido un anexo que es el anexo 3. En su punto número 9.3 se establece la posibilidad de que el contratista si ofrece mejores condiciones de compra del hidrocarburo se pueda quedar con el mismo, vamos a entregar el hidrocarburo y el mes siguiente podemos quedarnos con él a través del contratista. Entonces creo que esto genera una inseguridad comercial y por lo tanto entorpece el proceso de comercialización. Siguiendo, hay estudios elaborados por esta propia CNH que indican que la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

industria se inclina por los contratos licencia y nosotros hemos estado muy abiertos a escuchar la opinión de la industria sobre todo para ser eficientes en nuestros procesos y la industria nos ha dicho a través de estudios muy bien fundamentados que tiene en su poder esta Comisión que la industria preferiría los contratos de licencia.

Además, se traslada la responsabilidad objetiva del hidrocarburo a la CNH, una responsabilidad que puede derivar en daños ecológicos, en robos, en daños que no tendría por qué llevar sobre sus hombros esta Comisión al ser un órgano principalmente regulador. Adicionalmente, infraestructura existente no significa infraestructura disponible. Si bien es cierto que alrededor de estas áreas puede haber infraestructura, no podemos tener la seguridad de que podemos disponer de ella porque no le pertenece a la Comisión. Le pertenece a un tercero que si bien forma parte del gobierno mexicano, que es Pemex, no necesariamente podemos tener la certeza de que tenemos disponibilidad para desplazar el hidrocarburo que le corresponde al Estado. Adicionalmente se genera una disminución del valor al dividir la corriente productora de un campo. Si obviamente se quieren aprovechar economías de escala, lo que no es conveniente es que una misma corriente se divida y una parte la comercialice el contratista y otra parte la comercialice el Estado. Y, por último, se desconocen los volúmenes probables de producción lo que implica o lo que complica al comercializador una debida planeación para comercializar el hidrocarburo del Estado.

Estas son 11 razones que escribí de forma rápida y que engloban lo que hemos estado viendo en estos últimos meses respecto del contraste que hay entre un tipo de contratación y el otro. Por eso me inclino completamente a pensar que la mejor forma de opinar a la SENER es decirle que el contrato más conveniente para el Estado e inclusive para los contratistas es el contrato licencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Comisionada doctora Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad ya oyendo los diferentes comentarios definitivamente yo también me inclino con la propuesta del Comisionado ponente. Sin embargo, a mí me gustaría hacer una propuesta para consideración del Comisionado ponente debido a que si nosotros leemos tanto la opinión como la misma presentación que nos fue enviada, la verdad yo venía muy confundida. O sea, yo venía muy confundida porque las razones por las cuales tanto la Unidad Técnica daba para dar sobre todo en el sector Tampico Misantla-Veracruz y el sector Cuencas del Sureste para hacerlo un contrato de producción compartida como la ponencia para dar las razones para hacerlo licencia, son las mismas. Exactamente las mismas. Entonces yo no alcanzaba a diferenciar el porqué de la diferencia. Entonces ahí yo venía a preguntarles por qué cada quien decía alguien licencia y la parte técnica producción compartida. Y creo que la explicación y sobre todo con el comentario del Comisionado Acosta, a mí me queda lo suficientemente claro para poder emitir mi voto.

Sin embargo, como está escrito, y es lo que va a quedar para la historia, creo que tendría que ser lo suficientemente explícito en la opinión para que esto pueda ser votado de una manera adecuada, ¿no? Ese sería mi solicitud.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí. Hay una razón muy clara. La presentación que se nos hizo aquí es una presentación del área de la Unidad Técnica de Asignaciones y Contratos. Ellos son los que prepararon la presentación. En efecto digamos los argumentos que yo expuse y que están en el documento pues tendré por supuesto que enriquecerlos quizás con los que comentó el Comisionado Acosta. Y por lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que estoy entendiendo, quizás también modificarlos en un sentido particular.

Lo que dice el documento que ustedes tienen es que debería ser la opinión licencia, pero para el sector Tampico Misantla-Veracruz y para el sector Cuencas del Sureste también dice el documento que la producción compartida podría ser un modelo que funcione. Eso dice el documento. Habrá que ver si están de acuerdo en que se deje esa salvedad o si la opinión sea contundente y en un sólo sentido por el contrato de licencia. Debo decir que lo que estamos hoy discutiendo dice que es licencia, pero que en los dos sectores que ya dije pudiera funcionar producción (compartida). Quizá valdría la pena, cosa que yo estaría de acuerdo en hacer, enriquecer – insisto – las razones por las que opinamos licencia y obviar digamos el pronunciamiento en el sentido que la producción compartida también funciona y simplemente dejarlo en licencia.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que se debe quitar, porque si nosotros partimos de la idea de que pueden pues podría ser otra cosa. O sea, desde el contrato de servicios. Yo creo que el poder si se puede, lo que estamos nosotros escogiendo es lo mejor y nuestra opinión o cuando menos la mía y la del Comisionado ponente es que lo mejor para la nación – que es nuestra obligación – es que sea un contrato de licencia.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si Presidente. Escuchando los comentarios para soportar un modelo de contrato y también lo que comentaba el Comisionado Pimentel respecto a la estadística. Bueno, el trae 26 opiniones, yo traigo 24, esta sería la 25. Pero independientemente de eso, lo que quiero resaltar es que de esas 24 o 26 opiniones que nos han



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pedido hemos diferido en cuatro con la SENER. La primera que diferimos o que no hubo coincidencia con ellos fue el campo Ek-Balam. Ellos querían producción compartida, nosotros decidimos licencia y al final quedó producción compartida. En la licitación cuatro de la Ronda Uno ellos dijeron producción compartida, nosotros opinamos licencia cuando fue lo de aguas profundas y extra pesados, dimos argumentos, y finalmente el contrato quedó licencia. Nos hicieron caso o bueno coincidimos al final en el modelo que opinamos. En la licitación uno de la Ronda Dos ellos propusieron producción compartida, nosotros licencia y quedó producción compartida. Y en Pánuco, que es un CIEP que va a migrar, ellos propusieron producción compartida, nosotros licencia y todavía está pendiente qué es lo que va a quedar. Y fue cuando empezamos a decir desde hace varios modelos de contrato que si era licencia pues por temas de seguridad energética se pusiera que también la contraprestación fuera en especie además del efectivo que ya por default es lo de licencia.

Entonces yo también escucho el tema de que si nos vamos por un contrato de licencia se reduce la carga administrativa, se le da flexibilidad al contratista, nos evitamos el contratar un comercializador, en tener una posible reducción del beneficio por tener un comercializador, cuando yo creo que el beneficio de tener un comercializador también ayuda en la vigilancia de comercializar en los mejores lugares porque vamos a contratar a un experto, no vamos a contratar a alguien que nada más venga a que nos comercialice y que nosotros tengamos una obligación de pagarle por comercializar. O sea, va a haber un vigilante desde el punto de vista técnico.

Y el tema de la administración de ver los costos, pareciera que cuando decimos que vamos a vigilar los costos es porque nos vamos a ir al nivel de una barrena o del volumen de lodo o de la cantidad de varita que se va a utilizar en la perforación de un pozo, etc. Cuando no es así. Nos vamos a ir a supervisar cosas que yo creo que sí impacten en el proyecto. Algo que (digamos) me preocupa es, un ejemplo: Nos presentan un plan de desarrollo. Un plan de desarrollo que se va a basar en los lineamientos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

nosotros tenemos. Y en ese plan de desarrollo supongan que nos digan que para producir los hidrocarburos van a usar un barco de proceso. Y ya nos dicen, ¿no? En el plan de desarrollo, independientemente de que tipo de contrato con su modelo, es independiente. Me dicen que van a desarrollar un campo con un barco de proceso. En uno de licencia ellos pueden invertir lo que quieran, no más nos dijeron que van a usar un barco. Y contratan ese barco, lo utilizan, puede ser que compren el barco, puede ser que sea renta con opción a compra o que sea renta pura. El costo de transportar en un barco, de procesar en un barco vs de un ducto es mucho mayor. Pero nosotros dijimos, "bueno, pues que vayan por un barco". Si pasan al programa de trabajo el presupuesto ahí nos van a dejar bien claro si es una inversión, que es algo que vamos nosotros de alguna manera recuperarles o no o si va a ser una renta.

En el caso de producción compartida nosotros al revisar ese programa de trabajo, ese presupuesto, el aprobarlos, el vigilar específicamente esa actividad, vamos a poder decidir si sí nos conviene o no ese barco y vamos a cuidar la rentabilidad de ese contrato. Si es uno de licencia no lo vamos a ver y nos vamos a decir, "bueno, que me pague por la regalía". Sí, pero se corre el riesgo de que la vida útil o la rentabilidad de ese contrato se vaya a reducir. Sí nos quita un margen.

La estadística que yo decía al inicio. En aguas profundas nos queda claro que no tenemos la experiencia en extracción de hidrocarburos. Yo no estoy pensando nada más en exploración, estoy pensando que este contrato va a durar 30 años o más. Va a definir SENER cuánto durará. Entonces a mí mi preocupación es más desde el punto de vista técnico. Desde el punto de vista administrativo, tenemos que mejorar nuestras capacidades en poder contratar un comercializador bueno, en ver la mejor oferta de este comercializador en mejorar nuestros procesos de verificación de costos para poder dar una buena vigilancia para el Estado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Qué bueno que se tenga flexibilidad para el contratista, para todo, está a todo dar, pero hay algunas cosas creo que como Estado debemos vigilar. Y la verdad es que mi posición para el modelo de contratación sería producción compartida con recuperación de costos. Si estamos preocupados del volumen, ya lo decía el Comisionado Acosta, hay una cláusula en el anexo 3, la 9.13, que señalaba antes en los contratos que si nos daba mejores opciones el operador se usara. Pero después se modificó. Después se ajustó esa cláusula. Entonces esos serían mis comentarios Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces nada más para entender Comisionado Franco. La propuesta de usted es que el modelo de contrato sea producción compartida.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero en todo, no como lo secciona también el equipo técnico. Sería en todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, en todo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Porque también el tema que comentaba el maestro Fausto de las sinergias. Si nosotros estamos viendo los contratos y vemos que a lo mejor se requiere una sinergia en un ducto que pueden compartir tres o cuatro áreas contractuales, nosotros es más fácil decirles "vamos por ese ducto, se lo aprobamos y se les va a recuperar el costo". Si es por licencia ni nos vamos fijar en eso porque vamos a estar viendo contrato por contrato plan de cada contrato, plan de cada contrato. No lo vamos a poder ver global.

Entonces si entiendo que ahorita los problemas de comercialización que por cierto no son principalmente en un contrato de producción compartida, si se pueden presentar, pero nosotros tenemos que conseguir un buen comercializador. Tenemos que hacer sinergia en todo este tipo de proyectos. A mí el tema administrativo no me hace una razón para que digamos, "ah, es que licencia es más fácil, le damos flexibilidad al contratista, le damos flexibilidad a nuestras áreas de la CNH para que sea



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

más fácil el proceso". No, yo creo que debemos ir un poco más a la visión del tema técnico. ¿Cuándo vamos a poder decidir, cuándo vamos a poder hacer eso? Y aunque suene como que nos vamos a volver operadores, sí, pero va a ser un operador estratégico de que ve la infraestructura que se está utilizando sea en mayor beneficio – insisto – para el Estado.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- A ver, sólo para atender a la inquietud. En realidad, si estamos igual en los números de opiniones. Lo que pasa es que yo dije 26 porque la solicitud para opinar el contrato de Cárdenas-Mora la SENER nos la hizo dos veces. Lo mismo pasó con el contrato de Ogarrio. Entonces ahí están las dos que pareciera que yo tengo de más. Son exactamente las mismas Comisionado. Y el tema que comenta de sus razones para inclinarse por un contrato de producción compartida, digamos si lo entendí bien, asume que contamos con un comercializador experimentado que técnicamente nos ayuda a vigilar que la comercialización se dé en las mejores condiciones. Y lo cierto es que, al día de hoy, hoy tenemos a PMI. PMI termina en diciembre y el comercializador que el Estado tendrá, que yo también esperaré como usted que fuera un comercializador experimentado y que nos ayudada a llevar a cabo la comercialización en las mejores condiciones, pues hoy por hoy no lo tenemos. Es decir, es un proceso que está en marcha.

Y lo dije antes, la Unidad Técnica de Extracción, y particularmente la Dirección General de Comercialización, ha manifestado problemáticas muy particulares que ellos viven en el día a día y es por eso que yo creo que en esta digamos etapa primaria a lo mejor de la CNH como regulador vale la pena fortalecer ese papel de regulador y no en efecto irnos un paso más allá y convertirnos en operador, que seguramente lo haríamos siempre teniendo el mayor beneficio para el Estado y demás. Pero pues por las condiciones en las que estamos actualmente en el proceso de contratación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del comercializador a mí me parece que la licencia en efecto es una mejor opción que la producción compartida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Pimentel. Comisionada doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí y bueno yo, mi punto de vista y por lo cual en este momento apoyaría licencia es que desde el punto de vista técnico la vista del desarrollo de un yacimiento en este caso estaríamos visualizándola y aprobándola técnicamente cuando nosotros visualicemos un plan de desarrollo propuesto por el operador. Y en ese momento nosotros veremos los mejores escenarios de desarrollo del área – sea en el plan de exploración o en el plan de desarrollo – para que podamos nosotros visualizar cual es la mejor práctica para llegar a un fin técnico exitoso en el área. O sea, no tanto estar vigilando peso por peso en cada uno de los pasos, sino ver los escenarios técnicos favorables para el desarrollo de cada una de las áreas. Eso es lo que yo estaría pensando.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctora. Comisionado Héctor Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. También coincido en que no se trata de no tener control. O sea, vamos a tener el control a través de los planes respectivos, tanto el de exploración como el de desarrollo para la extracción. Porque en teoría pues puede sonar muy atractivo de mantener un mayor control, pero realmente ese control se convierte en un control invasivo. Y esta teoría se puede enfrentar a la realidad, a una realidad que – como mencionaba el Comisionado Franco – ya tuvimos un caso en el que nosotros opinamos de forma distinta en el caso de la migración de Ek y Balam donde opinamos licencia y hoy tenemos un contrato de producción compartida. ¿Y qué es lo que pasa en Ek y Balam, o sea, qué está pasando? Que una corriente que venía conjunta que Pemex ya estaba produciendo ahora artificialmente por el modelo de contrato la estamos dividiendo. Y entonces una parte se queda el operador



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que es Pemex y otra parte nos la quedamos nosotros y contratamos un comercializador que en este caso es PMI hasta todavía todo este año y entonces PMI lo que hace es cobrarnos una comisión por volvérselo a entregar a Pemex.

A partir de 2018 esa comisión puede variar porque va a depender en qué condiciones se asigne el contrato. Pero no solamente el costo puede variar, sino las condiciones en las que coloque el hidrocarburo porque pudiera ser que el obtener mejores condiciones de venta ya no se lo entregue a Pemex, sino que lo coloque con un tercero y a Pemex lo va a dejar en una posibilidad de que ese hidrocarburo lo requiera para sus mezclas. Y entonces lo vamos a dejar a lo mejor sin ese hidrocarburo. Y entonces ya tenemos un costo adicional de venta, tenemos una desincorporación de una corriente y tenemos el problema de que quizás Pemex ya no pueda utilizar ese hidrocarburo que necesita mezclarlo para obtener sus diferentes mezclas que coloca en el mercado, sin mencionar que ese hidrocarburo puede ir a competir en el propio mercado de Pemex que puede curiosamente pegarle al precio de la mezcla mexicana.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Acosta. Doctora Alma América, ¿levantó usted la mano? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, este ejemplo que comentaba el Comisionado Acosta de Ek-Balam. Ahí si la SENER decía producción compartida, nosotros dijimos licencia y quedó producción compartida y creo que en ese de licencia sí levanté la mano hasta que fuera licencia. Pero en este caso no hay producción. O sea, tenemos problemas con el comercializador. Sí, pero no son para que comercialice mañana. Apenas se va a licitar, tal vez no sabemos ni qué áreas son, va a tardar un año. Yo creo que en ese año ya debemos tener la capacidad para tener un buen comercializador y la producción de estos campos va a venir en 3-4 años. Ya espero tener la experiencia para eso, ¿no? O sea, esa es digamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A mí, mi preocupación es desde el punto de vista técnico. Dicen, “lo vamos a vigilar en un plan”. Pues sí, pero en el plan – insisto – me puede decir que va a usar un barco. O también le voy a pedir en los lineamientos de planes que me diga: “¿Lo vas a rentar o lo vas a comprar?” Eso no viene en los planes ahorita, ¿no? Y eso ya entonces vamos a pedir muchos más detalles. Yo creo que sí puede quedar la puerta abierta para eso, pero es una opinión desde el punto de vista técnico, no administrativo. Es técnico.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que necesitamos resistir la tentación de volvernos operadores. O sea, si bien hay una *expertise* muy grande en CNH, tampoco creo que tengamos la capacidad de ser los mega operadores. Que por otro lado cuando tomas una decisión de tipo operativo te vuelves corresponsables de esa decisión, entonces si bajó la rentabilidad o se tomó la decisión equivocada van a decir, “es que tú me dijiste”. Yo creo que nosotros somos una entidad que vigila, que supervisa, que norma, pero no debemos meternos en lo posible a operar. O sea, yo creo que tenemos la capacidad de auditar cosas si se nos hacen raras, pero decir “vamos a comprar esta bomba y no ésta”, se me hace como estamos llegando muy allá. Entonces es una tentación de decir, “vamos a optimizar todo” y no creo que tengamos la capacidad técnica de hacerlo para tantas, para 35 más todas las que vienen, va a estar muy complicado. Yo creo que a nosotros mientras más fortalezcamos nuestra labor de supervisión es la manera más eficiente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Moreira. Bien, entonces no veo más manos. Entonces aprovecho para dar mi opinión al respecto. Estamos entonces opinando sobre el modelo de contrato para lo que será la licitación 3.1, lo que será la primera licitación de la Ronda Tres, que serán aguas someras como ya está establecido en el plan quinquenal. Tenemos una selección de áreas y regiones tentativas. Ya se dijo que la definición final vendrá



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

posteriormente por la SENER. Ahorita lo que nos compete es opinar sobre el tipo de contrato para estas zonas de aguas someras.

La diferencia entre producción compartida y licencia está en dos dimensiones, porque he escuchado comentarios en un sentido o en otro y nada más para yo ordenar mi entendimiento quisiera calificar. Son dos dimensiones, en dos aspectos está la diferencia entre producción compartida y licencia. Una tiene que ver con la base de cálculo para el pago de las contraprestaciones. En el caso de licencia la base de cálculo son los ingresos brutos, es decir el volumen de lo producido por el precio. Sobre esa base de ingresos brutos se pagan las contraprestaciones. Ese es el caso de licencia. En el caso de producción compartida la base de cálculo es la utilidad de cada ejercicio. Es ingreso menos costos y sobre esa utilidad se paga la contraprestación. En ambos casos sabemos que esa contraprestación – sea un porcentaje de ingresos brutos o un porcentaje de la utilidad – se define en la licitación, en el concurso.

Entonces esa es la primera diferencia. Contrato de licencia le paga al Estado un porcentaje de los ingresos. Producción compartida le paga al Estado un porcentaje de las utilidades. La otra diferencia, entonces sobre esas dos diferencias quisiera ver si tenemos una mejor opinión. Si pensamos que debe ser un pago sobre ingresos brutos o un pago sobre utilidad. Y la otra dimensión que también se ha discutido es en el caso de licencia el pago al Estado es en dinero y en el caso de producción compartida el pago (el dinero) es en barriles. Ahora, pero como señala la misma... entonces tenemos estas dos dimensiones, pero no estamos sujetos a estos dos tipos de contrato porque el mismo texto constitucional señala que el Estado puede también definir una combinación de los mismos. Es decir, podemos tener que el pago sea un porcentaje sobre la utilidad, pero que no sea en barriles, que sea en dinero. Entonces podemos tener una mezcla. A ver, porque yo he escuchado argumentos en contra del modelo de producción compartida por los costos de comercialización que tiene que ver con que el pago sea en barriles y también por los costos administrativos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

involucra la deducción de costos que tiene que ver con el cálculo sobre la utilidad.

Ahora, en general como se ha mencionado aquí por parte del Comisionado ponente y el Comisionado Franco, la CNH en general – y aquí lo subrayo, no todos los casos y aquí también respetando la opinión del Comisionado Franco – se ha pronunciado en el pasado por contrato licencia. ¿Por qué la SENER y la Secretaría de Hacienda han elegido producción compartida? Me parece que la razón principal es una conjetura, tiene que ver por la ventaja que ven en que el pago al Estado (la contraprestación) sea sobre utilidades, que tiene una ventaja. Finalmente, lo que tú quieres capturar como Estado es la utilidad. Y si tengo una contraprestación que reconoce los costos, automáticamente cuando la utilidad es mayor pues el gravamen será mayor y cuando las inversiones sean más altas pues el pago al Estado será menor. Entonces tiene una ventaja económica el gravar sobre utilidades, pero involucra costos administrativos, riesgos de información asimétrica, otras cosas. Y es debatible, y es un debate internacional que en algunos países el pago es sobre ingresos brutos y en otros es sobre utilidad. Es debatible y, por ejemplo, voy a señalar unos ejemplos, Estados Unidos la regalía es un porcentaje de los ingresos brutos. Digamos, es un contrato licencia. En Noruega es un porcentaje de las utilidades. Pero en ninguno de los dos casos se paga en especie, se paga en dinero. Y hay otros países, Brasil en la zona de El Presal tiene producción compartida y se paga en barriles y entonces es un debate.

Hace algunas sesiones el Comisionado Franco, me parece que fue usted, lanzó una idea y que quedó así plasmada. La acordamos todos y me parece que así quedó me parece plasmada en alguna recomendación de la CNH, que es: Bueno, que el pago en especie, que me paguen en dinero o en especie, sea un aspecto de flexibilidad en el contrato. Que nos vayan pagando en efectivo, pero si el Estado en algún momento lo requiere, “oye, te aviso que a partir de los próximos seis meses quiero que me lo pagues en barriles porque los necesito”. ¿Por qué el Estado quisiera que le pagaran en barriles y no en dinero? Pues un asunto de escasez de hidrocarburos en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

el mercado internacional que no se prevé que ocurra en los próximos 50 años, pero pudiera existir. Entonces al Estado le conviene que le paguen en barriles porque hubiera alguna restricción en el mercado internacional, un problema de abasto, de escasez muy particular. Y entonces decimos, "bueno, es un aspecto de seguridad energética y esa decisión le correspondería tomarla por ende a la SENER".

Pero a mí me gustaba esa propuesta que en su momento lanzó el Comisionado Franco, que es: Que nos paguen en dinero, pero que el contrato establezca la posibilidad, la potestad al Estado, de que con ciertos meses de anticipación le avise al contratista, "mi porcentaje de utilidad a partir del mes x quiero que me lo des en barriles porque es lo que le conviene al Estado". Entonces eso como una opción, como un elemento de flexibilidad, creo que hace completamente superior esta alternativa que lanzó sesiones antes del Comisionado Franco frente a la posibilidad de págamelo todo en barriles o págamelo todo en dinero. O sea, existe la posibilidad en el mundo, en los posibles escenarios del futuro, que algún día el Estado Mexicano diga "quiero los barriles". Bueno, que sea una opción que el Estado pueda decir que un día, el día de mañana, pasan los años, nos llegue un oficio de la SENER y dice: "El Estado requiere los barriles, pídaselos al contratista". La CNH detona esa opción en el contrato y dice, "a partir del mes fulano usted me va a entregar mi porcentaje de utilidad en barriles. Frente a la opción, tener la opción y que esa opción no involucra ningún costo adicional. O sea, el contratista estaría recibiendo sus hidrocarburos a cambio de la contraprestación. Él está llevando a cabo sus costos de logística, comercialización y demás y existe la opción de que un día el Estado le diga "esa fracción que me corresponde a mí, dámela, pónmela aquí al lado. Aquí déjamela, en este punto de entrega".

Eso no impone mayores costos al contratista y le da al Estado la flexibilidad de tener esa opción. Me parece que en la discusión de si es en dinero o en barriles, esa opcionalidad y toda vez que es una opción, es superior a cualquiera de las dos decisiones en cuanto al pago en barril o en dinero. Porque es una opción, tengo la flexibilidad de ir por una o por otra. Si nunca



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fuera yo a requerir los barriles como dice el Comisionado Acosta, para que incurro en los costos de tener un comercializador y todos los problemas operativos y administrativos que eso involucra. Entonces sabemos que puedo yo requerir el barril o puedo no. Si pongo la opción en el contrato es una solución superior desde el punto de vista de la decisión. Ahora, en mi opinión.

En cuanto a la base de pago, ingreso bruto o utilidad, ese es un debate. Ahí sí creo que no hay una opción que claramente sea superior porque pues hay argumentos económicos en favor de cobrar sobre las utilidades, pero tiene el inconveniente de que administrativamente es más caro, de que hay problemas de información asimétrica, de que conlleva otro tipo de riesgos. Entonces es un debate internacional. Pero en donde creo que no hay debate y es una solución superior – en teoría de la decisión le dicen estocásticamente superior – es poner la opción. Por la opción en el contrato, irte por barriles o irte por dinero. Eso tiene que ser superior a amarrarte cualquiera de las dos.

Entonces mi propuesta colegas a ustedes para que ahora podamos tomar una decisión y hacer la votación es: SENER, no te amarres las manos al dinero o a los barriles. Pon la opción. Vámonos de salida con el dinero y en caso de que tu SENER detones una decisión de Política Energética por razones de seguridad energética me lo haces saber y detono el pago en barriles, ¿no? Así lo recomendamos creo que en alguna sesión nosotros a iniciativa del Comisionado Franco.

Y en cuanto a lo otro, si el pago es un porcentaje de los ingresos o de la utilidad, yo me iría con la mayoría de ustedes. Reconociendo que es un debate y un debate internacional, vámonos sobre el gravamen de ingresos brutos, es mi propuesta, pero decirle a la SENER: “Pero si tu encuentras tremendas razones económicas para hacerlo sobre las utilidades, que hay razón, ponlo. Pero no por eso tienes que pagar en barriles”. No por eso el pago tiene que ser en barriles, puede ser en dinero. En Noruega así es. Son licencias, se paga un porcentaje de la utilidad, pero la transacción es en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

dinero y te evitas todos los problemas del comercializador del Estado. Entonces, bueno, mi opinión colegas es que – como lo hemos hecho en otras sesiones – recomendamos a SENER: No te amarres a pagos en barriles o en dinero, pon la opción. Y en lo otro te recomiendo ingresos brutos, la licencia tradicional y si no, y por razones encuentras mucho peso en las razones de hacerlo por utilidad, está bien. Pero toma en cuenta que no por eso tienes que hacer el pago en barriles, ¿no? Esa es la opinión.

Les pregunto colegas para tratar de ir ordenando la discusión. En cuanto al tipo de pago, barril o dinero, considerando que en alguna ocasión opinamos esa flexibilidad, ¿ven viable que lo opinemos con esa flexibilidad? Comisionado ponente en primer lugar.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- De hecho, así está Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así está.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- La ponencia prevé esa opción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Disculpe usted por no haber hecho la tarea de revisar la ponencia.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- No, no. Te agradezco mucho la exposición.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces toda esa parte de la discusión estuvo de más. Entonces así lo propone el Comisionado ponente y creo que todos están de acuerdo. ¿Si? Decir, "SENER, no te amarres a uno o a otro".

En el otro tema, si el pago es sobre la base de los ingresos brutos o sobre la base de la utilidad. Yo lo que he escuchado aquí (corríjanme) en orden: El doctor Moreira, el Comisionado ponente, la doctora Alma América y el Comisionado Acosta han dicho ingresos brutos, licencia tradicional. Y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionado Franco dice producción compartida, como un porcentaje de la utilidad, lo cual te da control sobre los costos, ¿no? Porque hay una deducción de los costos y también por ende hay una aprobación del presupuesto y hay mayor control. Bien. Su servidor como yo lo dije, yo me inclino en primera instancia también por el pago sobre ingresos brutos.

Entonces si estoy capturando bien, en cuanto al medio de pago estamos de acuerdo que sea flexible y en cuanto a la base del pago de la contraprestación identifico cinco votos sobre la base de ingresos brutos (licencia), un voto por el de producción compartida. Y si les parece pues entonces yo propongo que así lo redactemos como una decisión no unánime, sino una decisión dividida por mayoría de licencia. ¿Les parece bien colegas? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, estoy de acuerdo en esto. Sólo lo último que mencionó Presidente en cuanto a darle la salida a la SENER – si, a la SENER junto con la Secretaría De Hacienda – para que determinen si es con o sin deducción de costos siendo licencia. Me parece que eso no lo deberíamos de incluir, en mi opinión. O sea, simplemente decir que es licencia tradicional. Porque alguna de las razones que yo esboqué no solamente tienen que ver con la especie, con tener la producción en especie, las complicaciones que trae, sino también con estar vigilando todas las inversiones del contratista. Y voy a recordar algunas de las discusiones que ya hemos tenido aquí.

En uno de los presupuestos que analizamos estábamos determinando si nos estaban cargando ahí la administración central de la empresa localizada en otro país y saber si los salarios que nos estaban apareciendo ahí eran solamente del personal que iba a estar trabajando en México o iba también a cargarse una parte de lo que iba a administrarse a nivel internacional por parte de la empresa. Ese tipo de discusiones son las que permiten o abren el espacio a que no haya una revisión clara/objetiva y por lo mismo a muchas posibilidades de que pues ante presiones, ante diferentes situaciones que pueden ser inclusive irregulares, pues se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

presione para efectos de aprobar presupuestos que van más allá de los gastos reales que requiere un proyecto. Por eso yo estoy también en contra de esta recuperación de costos porque me parece que abre una serie de posibilidades indeseables en administración de contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, entonces tenemos acuerdo – y así lo subraya el Comisionado ponente – que no nos amarremos a tipo de pago en dinero o en barriles, sino que sea una opción que tenga el Estado. Y en lo otro, en votación dividida, que sea un contrato de licencia que implica que la contraprestación es sobre el porcentaje de los ingresos brutos. ¿Les parece bien? Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Si me lo permites Comisionado. Sería licencia con la posibilidad de que la contraprestación en favor del Estado sea en dinero, porcentaje en dinero y otro porcentaje en hidrocarburo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O que tú vas en el tiempo, me van pagando en dinero y pasan los años y un buen día la SENER dice, “por razones de seguridad energética, CNH te solicito que apliques la cláusula del contrato que dice que ahora quiero que mi porcentaje de ingresos o de utilidad, lo que sea, me lo des en barriles”.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ok. A ver, con ese ajuste y enriqueciendo el documento con las razones que dio el Comisionado Acosta entiendo que sería licencia con la opción de que se determine la contraprestación del Estado en barriles o en dinero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Así es. A decisión del Estado. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con un pequeño cambio. Yo creo que lo normal debería ser en dinero, pero el Estado puede activar una cláusula que dice, “este año lo quiero en petróleo crudo”.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto.
La salida por default es en dinero.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A menos de que el Estado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A menos que
el Estado por razones de seguridad energética lo decida cambiar.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si Presidente. En la
sesión pasada inclusive propusimos una redacción específica ya para la
cláusula que puede decir que en cualquier momento el Estado podrá
solicitar la contraprestación en especie.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Lo único que me
preocupa es el tema de los tiempos, en cualquier momento...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que
tendría que ser con cierta antelación.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Yo contratista ya
tengo negociado con el comercializador la venta del hidrocarburo que
saque ese contratista. Es decir, podríamos complicar la operación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No tiene que
ser inmediato. Con la antelación, ¿no? Con alguna antelación a definir.
Puede ser un año.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ya teníamos una redacción
así, ¿no? La vez pasada.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ahora, déjenme
cuento de que es. O una u otra, sacar un tema estrictamente jurídico. Lo
que dice la Constitución y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos es que las
contraprestaciones son en dinero con una proporción de las utilidades para
el caso de producción compartida, de la producción o también en dinero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE™



SAFETY

cuando se trata de licencia. Y luego dice, "o una combinación". Creo que es muy interesante y yo estoy de acuerdo en proponerlo así, aunque en estricto sentido – pero bueno, ya es un tema que tendrá que analizarse jurídicamente – creo que tendría que ser una contraprestación de las contraprestaciones. Lo que yo no sé si eso implique que una combinación tenga que ser dinero en un porcentaje y barriles en otro porcentaje o anular la contraprestación natural. No sé si me explico. Pero a ver, la propuesta está interesante y yo creo que la podremos hacer en los términos que ya acordamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo el punto que señala (es) muy valioso Comisionado. A ver, cuando el constituyente escribió "combinación de las contraprestaciones" se refería a que un pedazo de la contraprestación va en dinero y otra en especie en el mismo momento, en el mismo periodo, en el mismo año o que la combinación es que en el año uno fue del tipo A y en el año dos fue del tipo B. Pues yo creo que, si el constituyente no distinguió el tipo de combinaciones, pues podría ser cualquiera de las dos combinaciones.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- No podría no decirlo. Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Entonces en ese sentido yo le pido Secretaria Ejecutiva, si ustedes lo ven bien Comisionados, dé lectura a la propuesta de acuerdo en el entendido que tenemos un acuerdo por tener esta flexibilidad del contrato. Ahí hay unanimidad de votos y en cuanto a la base de cobro hay una mayoría, hay voto dividido, y la mayoría opina por un contrato tradicional de licencia donde es un porcentaje de los ingresos brutos.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, de acuerdo con lo escuchado y en coordinación con el Comisionado ponente, se revisa el sentido del documento opinión y mediante el acuerdo pues si me permiten lo leo. Con fundamento en los artículos 22, fracciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 primera convocatoria de la Ronda Tres en los términos que se ajustarán en el documento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes de votar, el Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias Presidente. Bueno, el acuerdo que se nos presenta pareciera que estamos votando una opinión en paquete. Es decir, que estamos opinando sobre el modelo de contratación de todo lo relacionado con esta licitación. ¿Si? Y creo yo que... no creo, perdón. El artículo 18 establece que debe ser una opinión área contractual por área contractual, lo que decía el Comisionado Pimentel en lo cual estoy completamente de acuerdo. Con la resolución tenemos que indicar en cada una de las áreas que nos están proponiendo que tipo de contrato estamos proponiendo. Es decir, para el área 1 licencia, para el área 2... y repetir las 35 veces licencia. La SENER creo yo podrá tomar la decisión quizás finalmente de no licitar las 35, quizás licitar 30, pero ya tiene la opinión relacionada. Lo que no podría hacer es agregar una 36 y sólo porque ya opinamos sobre esa licitación considerar que estamos pensando también que es licencia. Por trámite.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está bien. En ese caso tendría que mandar otra opinión.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exactamente.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Obligar aquí las 35. Una opinión – perdone la interrupción – para las 35 áreas contractuales que conforman la primera convocatoria de la Ronda Tres.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero decían que las 35 todavía no es la definitiva.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No todavía. Hasta que no llegue la solicitud de la SENER podría haber una modificación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces sería a la solicitud sobre la opinión de 35 áreas posiblemente a considerar en la 3.1.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De esas, de las 35 que nos están presentando. No el problema que después no sean las 35, que sean 34. Lo que no puede pasar es que sean 40.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O que se modifiquen las características de las 35.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Pues ahí habría también alguna...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque también vemos que la definición de las áreas contractuales cambia, ¿no?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ahora Presidente, perdón, déjame preguntar cómo ha sido antes. Porque me parece que el diseño institucional es que nosotros damos asistencia técnica sobre las áreas, SENER en efecto las elige y luego ya que están seleccionadas es que nos pregunta a nosotros y Hacienda sobre el modelo de contratación. Yo creo que así ha sido y así debería de ser. Por eso es que el proyecto asumió que estas 35 pues eran esas áreas contractuales. La verdad me sorprende que puedan cambiar. La verdad es que si pueden cambiar – insisto – pues la opinión que dimos es sobre estas 35. Hay que tenerlo nada más muy claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, no, no. Pueden cambiar. De hecho, han cambiado. O sea, la realidad es que han cambiado, pueden cambiar, habrán cambiado dimensiones. Tengo estas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dos áreas, las integro, las modifico. Pero coincido que con rigor si las modificaciones, si cambia el número sobre todo hacia más, ¿no? Porque yo opiné 35, a lo mejor saco 10.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Eso está muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces ahí no hay problema. Yo opiné sobre un número mayor y al final pude haber sacado un número menor. No sé si haya problema de que, pues yo le di estas áreas, pero a lo mejor luego la hice más grande, la hice más chica. No sé si ahí haya tema. Pero en principio pues opinamos sobre este proyecto preliminar en el entendido de que SENER todavía puede modificarlas, sobre todo hacia la baja.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De acuerdo. Lo incluyo en el acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En al acuerdo. Pero señalar que es una opinión sobre estas 35.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Las áreas propuestas.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sobre las áreas propuestas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces le da lectura Secretaria Ejecutiva por favor. Usted ya le dio lectura, entonces ya nada más pregunto. Colegas Comisionados, con los acuerdos vertidos les pido el favor que quienes estén a favor levanten la mano y en el entendido que el Comisionado Franco tiene un voto en contra en relación a la base del pago de las contraprestaciones. ”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.42.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría de Energía, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió opinión respecto del modelo de contratación de las 35 Áreas Contractuales propuestas para la Primera Convocatoria de la Ronda 3.

Antes de continuar con el siguiente punto del Orden del Día, el Comisionado Gaspar Franco Hernández, con la venia del Comisionado Presidente, se retiró de la sesión con el fin de asistir a una comisión previamente autorizada por el Órgano de Gobierno, sin que su ausencia modificara el quórum necesario que establece la Ley para sesionar válidamente.

II.2 Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de los Lineamientos de Perforación de Pozos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Rolando de Lassé Cañas, Director General de Regulación y Consulta.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante abogado.

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Muchísimas gracias. Muy buenas tardes Comisionada, Comisionados. Venimos a presentar a su consideración el anteproyecto de modificaciones a los Lineamientos de Perforación de Pozos. Estos lineamientos se han realizado con la intención de continuar o presentar los objetivos estratégicos institucionales. Se han trabajado buscando emitir una regulación eficiente apegada a las mejores prácticas internacionales. Se ha buscado promover el conocimiento del subsuelo y la evaluación del potencial petrolero siempre como uno de los objetivos de la institución, consolidando de esta forma a la institución como una dependencia con respuestas ágiles y procesos de mejora continua.

En el trabajo de estos lineamientos que se proponen, se trabajó con una metodología en primer sentido recopilando las opiniones que existen tanto internas en las distintas áreas de la institución, así como también las experiencias de la propia industria. Se conformó un equipo, se integró un equipo de trabajo conformado por distintas áreas de la institución y se realizaron diversos talleres para identificar las distintas áreas de oportunidad de los lineamientos y poderlas relejar en una modificación. Entonces los objetivos que se proponen están buscando el siguiente objetivo, que es el de mejorar el procedimiento de autorización de perforación de pozos con seis sub objetivos muy específicos.

Se ha trabajado en modificar el alcance de los propios lineamientos. Se trabajó en crear, las modificaciones buscan también crear un padrón de personal operativo de equipos críticos. Todo esto lo iré analizando a detalle más adelante. Otro de los sub objetivos impacta y busca el fortalecimiento del registro administrativo de pozos, así como también se buscó armonizar y revisar los requisitos que estaban tanto en los lineamientos como en otros lineamientos como en los propios anexos. Recordemos que estos lineamientos fueron los primeros lineamientos que se emitieron. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

al paso del tiempo se fueron impactando también requisitos en otros lineamientos y entonces teníamos ahí alguna repetición de algunos de los trámites y requisitos. Se redefinió el concepto de pozo Tipo y se trabajó en hacer eficientes los lineamientos buscando la reducción de los plazos para generar un mejor servicio, para tener un mejor servicio.

Bien. Esta lámina es importante porque lo que buscan estos lineamientos hoy... nuestros actuales lineamientos el alcance que tienen es desde el momento de la perforación, pasando por la etapa de terminación, por la producción, hasta el momento del abandono de pozos. Entonces el alcance que tienen hoy los lineamientos que se están proponiendo solamente abarcan las etapas de perforación y de terminación. Sin embargo, eso no quiere decir que no haya un seguimiento a toda la integridad en el trazo histórico del pozo. Esto siempre va a ser vigilado por la Comisión. Está siendo vigilado y normado en otros lineamientos, pero estos lineamientos se van a basar solamente o se están basando solamente en las primeras etapas fases en cuanto al alcance propuesto.

Y en ese sentido, quisiera... aunque son mucho los impactos que recibió el propio lineamiento, son 53 artículos, más bien 53 impactos a los distintos artículos. Los artículos más importantes que se encuentran modificados los anunciamos a continuación. Se generó en función de la creación del padrón del personal operativo de equipos críticos. Una adición al artículo 8 bis Con la intención de buscar mejorar, el proceso de solicitud de autorización y de esta forma también buscando evitar la duplicidad en la presentación de los documentos a lo largo del trámite. Como ustedes saben, antes este tipo de requisitos se solicitaba. Cada vez que se requería una autorización se requería la exhibición del padrón y ahora lo que se está solicitando es que haya una solicitud, una presentación única del padrón del personal que va a operar equipos críticos y que solamente ese padrón, esa información, se modifique cuando hay cambios en el personal que va a operar el padrón. Entonces de esta manera, bueno, lo que buscamos es hacerlo un poco más eficiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por otro lado, también se hicieron modificaciones a los artículos 15 y 27 en el sentido de fortalecer el registro administrativo de pozos. Aquí es muy importante precisar que la obligación, ahora se precisa la obligación de realizar el registro de todos los pozos que se encuentren perforados y de esta forma tener un registro con la debida identificación y clasificación de todos y cada uno de ellos. Eso nos va a facilitar mucho la verificación y la supervisión de pozos. Simplemente pues aquí precisar, es decir, este registro implica no solamente los pozos autorizados sino también los pozos que no necesitan autorización.

Otro de los impactos que tiene el reglamento, los lineamientos perdón, están impactados... se reubicaron los requisitos del anexo 4, desapareció el anexo 4. Era un anexo que tenía una serie de requisitos que, con la intención de hacerlo más claro, fueron reubicados dentro de los artículos 27, 28, 29 y 40. Y lo que estamos haciendo con esto es evitar referencias de nuestros lineamientos a otros lineamientos para que la gente que tiene que consultarlos se confundan. ¿No? Para evitar que se confundan al estar analizando una referencia a otros lineamientos y tuvieran que ir a acudir a otros lineamientos. Entonces estamos suprimiendo esa duplicidad de supuestos y de esa forma lo que estamos buscando es agilizar la comprensión de las obligaciones que tienen los regulados.

Otro de los impactos que se sufrieron en los artículos 27, 28, 29 e incluso se generó un artículo 49 bis, buscó la armonización y la revisión de una serie de requisitos. En ese sentido, un poco vinculado con lo que habíamos visto en la lámina anterior, estamos desvinculando los lineamientos de otras regulaciones internas y externas. Lo que les comentaba hace un momento. Los lineamientos de pozos fueron de los primeros lineamientos que tuvimos y estos lineamientos tenían referencias ya a situaciones, a regulaciones que hoy pues ya se tienen, ya se tienen muy explícitas y continuábamos teniendo referencia a esas regulaciones. Entonces estábamos solicitando información en distintas regulaciones. Inclusive no solamente regulaciones internas de la Comisión, sino que incluso hasta regulaciones externas. En ese sentido se eliminaron los conceptos y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

consideraciones de otras regulaciones. Con esto, hicimos un importante ejercicio para simplificar la parte de requisitos, toda vez que había duplicidades. Y lo que es muy importante es que incorporamos el sistema de administración de integridad de pozos, ¿no? Esta herramienta que nos va a permitir fortalecer ese control sobre la propia integridad de los pozos.

En los artículos 25 y 29 se hizo una redefinición del pozo Tipo. Se establece que los pozos Tipo serán ahora exclusivamente para yacimientos no convencionales y entonces requerirán autorización y por lo tanto no requerirán autorización los pozos de desarrollo, los terrestres y en aguas someras los pozos letrina, de almacenamiento de hidrocarburos y pozos inyectoros. Es decir, estos solamente van a requerir la remisión de un aviso estrictamente hablando.

Finalmente se hizo una modificación a los artículos 30, 31 y 33 en función de la reducción de plazos para la emisión de las autorizaciones. Lo que se buscó en este sentido es hacer más eficiente el trabajo de la Comisión al revisar, al participar en el proceso de una autorización, buscando eliminar etapas de la misma. Se elimina la etapa de declaratoria documental. Y los plazos estaban, están hoy actualmente dispersos en distintos artículos. Si quieres la siguiente lámina es más clara.

Por ejemplo, hoy lo que tenemos dentro de los plazos máximos. Esta lámina lo que busca es presentar los plazos máximos de autorización tanto de los procesos de pozos de exploración y pozos Tipo como también las autorizaciones para pozos en aguas profundas y ultra profundas. En ese sentido no se alcanza a ver muy bien, pero en rojo hay dos partes, dos etapas que corresponden al proceso: La de suficiencia documental que hoy tiene 20 días y posteriormente la de evaluación técnica que hoy dura 30 días hábiles. Y en el caso de aguas profundas y ultra profundas, la primera etapa – la de suficiencia documental – dura 35 días y la de evaluación técnica 40 días. Lo que quiere decir es que nuestros procesos desde el inicio hasta el final duran en el caso de pozos exploratorios y pozos Tipo 50 días y en el caso de aguas profundas y ultra profundas 75 días. Entonces aquí lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se buscó hacer es una reingeniería del proceso, quitando la parte de la suficiente y en ese sentido ahora lo que se propone es que la etapa de revisión documental en vez de durar 20 días la reduzcamos a 15 días en el caso de pozos exploratorios y pozos Tipo. Y en el caso de aguas profundas de 35 días a 15 días y la segunda en el caso de la etapa de evaluación técnica que antes duraba 30 días ahora se propone que la podamos llevar a cabo en 25 y la otra que duraba 40 días ahora en 35. Es decir que hoy tenemos un plazo de 50 días para pozos exploratorios que se puede reducir ahora a 40 días y en el caso de aguas profundas de 75 que se puede realizar ahora en 50 días, lo que nos produce un tiempo dentro de esos tiempos aproximados máximos de hasta un 33% de reducción en los plazos. Esa es básicamente la presentación del esquema de la modificación de los lineamientos de pozo que se somete a consideración de ustedes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Rolando de Lassé. Doctora Comisionada Alma América Porres.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Bueno, primero creo que reconocer todo el trabajo que se ha realizado en todo este tiempo, porque ha llevado bastante tiempo el tratar de realizar esta nueva versión de los lineamientos y reconocer que se ha tratado de reducir al máximo digamos los requisitos para los operadores en cuestión de autorización de pozos en la perforación de los pozos.

Yo tengo un par, bueno, 2-3 comentarios que quisiera ver si se pueden resolver con algunas preguntas. El primero es: En términos generales las modificaciones que se están haciendo a los lineamientos yo considero que son de fondo. Es decir, si nos vamos a la primera inclusive se están modificando los alcances. Nos vamos a la página tres por favor. Y la pregunta principal y es desde el punto de vista de la parte regulatoria tiene que ver con el procedimiento que vamos a pasar dentro de esta modificación. Si esto no tiene que ir a un Consejo Consultivo. O sea, yo lo que entiendo es que nos van a pedir la autorización para ir a COFEMER en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

este momento. ¿Entonces en que momento es necesario llevar a Consejo Consultivo una modificación y en qué momento se va directamente a COFEMER una modificación? Si vamos – y que es otro de mis comentarios – tiene que ver con que al momento de pasar todas estas mejores y modificaciones a los lineamientos hay una serie de pequeños errorcitos que se los voy a pasar que son de forma totalmente, que hacen que como nada más pasamos, yo entiendo que nada más pasamos lo que se está corrigiendo, pues no ponemos todos los lineamientos. O sea, no se pone todos los lineamientos en continuo. Entonces eso provoca que tengamos una serie de errores al momento de tener ese paso, que nada más ponemos lo corregido.

Entonces por ejemplo si nos vamos al artículo 15, si nos vamos al artículo 19, o sea, hay varios artículos ya de corrido – cuando nos pasan nada más lo modificado – que están incorrectos porque dejamos huecos en donde no debería de ser, etc. Entonces son de forma totalmente que yo se los voy a pasar. Sin embargo, no se puede leer de corrido todas las modificaciones y entonces yo entiendo que eso hace muy difícil la lectura. Para cuando se va a revisar pues vamos a tener que estar pegando uno y otro. Eso es un comentario. Vayan anotando, es el segundo.

El tercero. Si nos vamos a la página 9 y eso es en explicación, dice: “Redefinición de pozo tipo”. Creo que es cuestión de redacción, pero así se explicó. Dice, “no requieren autorización pozos de desarrollo, terrestres y en aguas someras. Así como se oye, parecería que no van a requerir autorización todos los pozos de desarrollo, todos los pozos terrestres y todos los pozos en aguas someras, que es incorrecto. Entonces aquí lo que referimos es clarificar, y eso si lo quiero clarificar yo, es de que los que no van a requerir autorización son los pozos de desarrollo, terrestres y en aguas someras porque la redacción creo que como se escribió es incorrecto ahí, pero se explicó de la misma manera que está escrito ahí. Entonces un poco los que si requieren autorización son los pozos de exploración, todos los pozos de exploración, los pozos de aguas profundas y ultra profundas, todos los pozos de aguas profundas y ultra profundas y los pozos no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

convencionales, todos los pozos no convencionales. Entonces para que quede claro cuáles serían por qué.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- El pozo Tipo de los no convencionales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por eso, el pozo tipo de los no convencionales, ¿no? Para poder considerar esto. O sea, el pozo Tipo perdón para que quede claro, el de los no convencionales. Porque sí, después parecería que ningún pozo de desarrollo, ningún pozo terrestre, ningún pozo de aguas profundas es incorrecto. O sea, los pozos exploratorios terrestres y de aguas someras si van a requerir autorización. Entonces esa sí. Perdón doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Efectivamente es correcta su apreciación. Creo que nada más la coma hace la diferencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero cambia el sentido.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- De desarrollo, ¿no? Es un error de coma.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, los pozos exploratorios...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Pero ¿cuáles son los que requieren autorización? Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Los pozos exploratorios, los pozos en aguas profundas sean exploratorios o de desarrollo y los pozos Tipo, que estamos conceptualizando como aquellos en yacimientos no convencionales, que sería un pozo Tipo para todo el desarrollo, para todo el conjunto de los pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque ese es el pozo que ocupo para un desarrollo no convencional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Correcto. Ok, gracias por la precisión doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, y mi última pregunta de las que ya venía acumulando es: ¿Los formatos no se están autorizando aquí? ¿Sí? Hay que revisar los formatos que están incorrectos. O sea, los formatos por ejemplo el aviso de inicio de la perforación no tiene en el formato la fecha de inicio de perforación. Entonces si ustedes se van pues hay que revisar. Me los mandaron ayer, por cierto, ¡eh! Entonces nada más para checar los formatos y que tenga lo que estamos solicitando, ¿no? O sea, el aviso que queremos. Porque si estamos solicitando que nos den aviso de inicio de la perforación, pues como ahí vienen todos los avisos pues tenemos que contener todo lo que queremos que contenga en el formato, ¿no?

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Que se haga evidente la modificación en lineamiento de los requisitos en el formato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- O sea, que se precise el formato que traiga todo lo que el lineamiento solicita.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente. Si, ese sería mi punto. Y bueno, mis preguntas de la modificación.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No sé si puedo comentar algo sobre las primeras dos preguntas. En relación con el Consejo Consultivo recordar que, conforme lo establece la Ley de los Órganos Reguladores, es un Órgano que contribuye al procedimiento de consulta pública previa a la consulta pública establecida por la Ley de Procedimiento Administrativo y que se refiere a los criterios de regulación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contenidos en disposiciones que la Comisión emita. En ese sentido, cuando son regulaciones nuevas hemos convocado a este Consejo Consultivo y el criterio que hemos seguido a lo largo de estos años es que en el caso de modificaciones únicamente se limite la consulta pública al proceso de COFEMER, que ahí estará un tiempo, entiendo entre 20 y 30 días, en donde existe la posibilidad de que la sociedad y los interesados y la industria emitan sus observaciones respecto del proyecto que enviamos. En caso de existir observaciones, COFEMER nos las remitiría para nuestro análisis y procederíamos también a ponerlas a consideración del Órgano de Gobierno en caso de requerirse modificaciones. Eso es en el caso de la primera pregunta.

Y en el caso de la segunda sobre las modificaciones. Digamos, el objeto de la presentación aquí es una modificación de diversos artículos que, para su mejor lectura, una vez que esté aprobados por ustedes, pase por el proceso de COFEMER y se publique en el Diario Oficial de la Federación, nosotros haríamos un ejercicio como lo tenemos en la página web de integración de la norma en donde se vea el documento completo con la referencia de los artículos que fueron modificados. De esa manera, tanto la propia Comisión como la propia industria y los regulados pueden tener un documento claro para observar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria. Doctor Faustino Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más recalcar que aquellos pozos que no necesitan autorización que ya vimos sí se necesita dar aviso a la Comisión. Es decir, bajo los lineamientos de aviso para que al final nosotros tengamos todos los pozos a nivel nacional deben de estar registrados en la Comisión ya sea autorizados o no autorizados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy importante precisión, muchas gracias doctor. Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Y una precisión adicional. Además del aviso, con base en ese aviso se registrarán en la CNH.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor ingeniero Alcántara.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Y también dentro de ese mismo aviso deben proporcionar toda la documentación correspondiente avalando el estado mecánico del pozo y las características particulares de ellos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Entonces no perdemos ninguna información, eso es muy importante subrayar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Entonces en ese sentido el formato tampoco contiene eso.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Así es, estamos reconsiderando esa parte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, bueno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO MOREIRA.- Respecto a los avisos, quisiera solicitar que lo leyeran con un poquito de cuidado, ponerse en el lado del que lo está llenando. Por ejemplo, tienen ustedes: Número 2, aviso trimestral de pozos. No queda claro si estás hablando de seis pozos o por pozo. O sea, hay ahí una. Por ejemplo, "resultado de la prueba de presión en las tuberías de revestimiento. ¿Es para cada pozo que existe eso o vas a decir cuatro? O sea, no está clara la redacción de lo que solicitas. Luego por ejemplo cuando ves aviso de abandono de pozos. Las opciones son temporal y temporal en pozos de tierra. Entonces quiere decir que si yo estoy cerrando un pozo en tierra pongo temporal y temporal en tierra o si es en aguas someras pongo temporal. O sea, los apartados no corresponden en el nivel de desagregación. En todo caso debería ser temporal para todos o temporal tierra, temporal aguas someras o temporal aguas profundas. Y eso lo ponen ustedes en el anterior, pero no en ese. Entonces si tú lo lees dices tú, "a ver, ¿qué es esto?" Y luego en el siguiente tienen dos apartados que son idénticos. Entonces hay que revisarlos con cuidado. Si quieren les mandamos todas las que identificamos nosotros, pero sí como que no está claro para el que lo lee. Hay que revisarlo bien.

DIRECTOR GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Lo revisamos, lo revisamos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias por la observación doctor Moreira. ¿Algún otro comentario colegas? Bien. Entonces se trata de una modificación a la regulación mediante la cual se autoriza la perforación de pozos y se registra la información de los distintos pozos de exploración y producción en materia de exploración y producción de hidrocarburos. El objeto, si recogí bien la presentación doctor, el objeto fundamental de las modificaciones es eficientar el proceso y la regulación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Usted tenía una lámina ahí al final en donde de manera de resumen usted señala que se reducen los tiempos de los procesos en una tercera parte. En una tercera parte sin que con ello se pierda el rigor de la supervisión ni de la información como señalaba el ingeniero Alcántara. Entonces es una modificación a la regulación de perforación y autorización de pozos que busca efficientar los procesos. Tengamos en cuenta que conforme vamos avanzando en este nuevo modelo energético cada vez vamos a estar viendo más actividad. Ya hoy – una estadística que recientemente publicó la CNH – prácticamente la mitad de la actividad de exploración ya se lleva a cabo por parte de los contratistas. Entonces la actividad por parte de los nuevos participantes de la industria va en crecimiento y de ahí también la importancia de que la CNH efficientice sus procesos de regulación y supervisión. Entonces bien, ese es el objeto de esta modificación: Efficientar el proceso que regula y supervisa la actividad de perforación. Y si no hay más comentarios, sí hay comentarios. Comisionado Acosta.

COMISIONADO ACOSTA.- Gracias Presidente. Entiendo que el texto de la propuesta de modificación a lineamiento no tiene mayor comentario, pero los anexos sí. Entonces creo que no podemos aprobar algo que todavía no sabemos cómo va a quedar en definitivo. Entonces yo no sé si podamos aprobar en principio para esta sesión los lineamientos, quedando pendiente solo los anexos, para adecuarlo a los términos que los Comisionados han mencionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me parece muy pertinente. Entonces la propuesta de acuerdo sería en aprobar los lineamientos, sujeto a que se lleven a cabo las modificaciones a los anexos. ¿Sí? Con la previa revisión de los Comisionados. ¿Les parece bien? Secretaria Ejecutiva, ¿sí? Bien. Con esa precisión y no habiendo más comentarios, Secretaria Ejecutiva por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.E.42.002/2017

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, VIII y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 43, fracción I, inciso e., de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción IV, inciso a., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Acuerdo por el que se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de los Lineamientos de perforación de pozos.

Asimismo, el Órgano de Gobierno instruyó que se lleven a cabo las gestiones que sean necesarias para que sea remitido a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria y, en su caso, se proceda con trámites para su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:11 horas del día 24 de agosto de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



OAK-TREE

SAFETY

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

OAK-TREE



SAFETY

OAK-TREE

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

ETY

Alma América Porres Luna
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

OAK-TREE

SAFETY

Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado
Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

OAK-TREE



SAFETY

OAK-TREE

Gaspar Franco Hernández
Comisionado
Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva

ETY

OAK-TREE



SAFETY