

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:13 horas del día 4 de mayo del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Vigésima Octava Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0345/2018, de fecha 3 de mayo de 2018 y, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Modificación a las Bases de la Licitación CNH-R03-L02/2018, correspondiente a la Segunda Convocatoria de la Ronda 3.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 6 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A6/2015, en términos de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.
- II.4 Solicitud de aprobación de la procedencia de inicio de la contratación de un Testigo Social.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Modificación a las Bases de la Licitación CNH-R03-L02/2018, correspondiente a la Segunda 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 licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Abogado general.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias, muy buenos días Comisionados. Con relación a la licitación CNH-R03-L02/2018, relativa a la adjudicación de Contratos de Licencia en 37 áreas contractuales, hago de su conocimiento que la SENER hizo llegar modificaciones al contrato, principalmente en tres anexos. En el anexo 3 procedimiento para determinar las contraprestaciones, anexo 4 procedimientos de contabilidad y registro de costos y anexo 8 procedimientos de entrega de información y pago de contraprestaciones al Fondo Mexicano del Petróleo. Esto principalmente derivado de la publicación que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público hizo del reporte anual por el que establece los rangos de los valores de los términos económicos que incluye en cada contrato. Le pediría aquí a la licenciada Ernestina Pombo, Directora General de Licitaciones, que nos precise en términos generales cuáles son los ajustes que hizo llegar SENER.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Directora General.

DIRECTORA GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ.- Hola, buenos días Comisionados. Respecto al anexo 3, la SENER nos hizo llegar las precisiones relacionadas con el cálculo de la contraprestación del petróleo, la actualización de las tasas para aplicar el mecanismo para la determinación de regalías – esto derivado justo de la actualización que mencionaba el licenciado Martín Álvarez –, así como la actualización de la cuota contractual para la fase exploratoria. En el anexo 4 se realizan precisiones de forma y se añaden puntos específicos que cumplir relacionados con las visitas y las notificaciones a las empresas participantes. En el anexo 8 igualmente se realizan precisiones de forma y se elimina la referencia a asignación y asignatario que venía en el formato para la inscripción del contrato en el Fondo Mexicano del Petróleo. Ya se especifica únicamente contrato y contratista. Y esas son todas las modificaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Directora General.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No sé si tuvieran alguna duda.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí no me queda claro el primer punto, el cálculo del precio del petróleo.

DIRECTORA GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ.- Hacen una aclaración respecto a la redacción del precio contractual de cada uno de los hidrocarburos. En el inciso a de cada uno de los rubros señalaba que durante el periodo el contratista comercialice al menos el 50% y hacen una aclaración ya no de durante el periodo sino en caso de que la comercialización realizada por el contratista sea al menos del 50% y sigue la misma redacción. Sólo puntualizan este tipo de redacción y las fórmulas son modificadas toda vez que se elimina una referencia de un crudo de marcador, que es el Light Louisiana Sweet. Únicamente ya se refiere al marcador Brent, por lo que se modifica toda la fórmula para la clasificación por grados API y así la aplicable para la determinación del precio contractual del petróleo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas, ¿algún otro comentario? Secretaria.”

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

ACUERDO CNH.E.28.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R03-L02/2018, correspondiente a la Segunda Licitación de la Ronda 3, mismas que incluyen el contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFE

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

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias Comisionado Presidente, compañeros Comisionados. Pemex Exploración y Producción solicita a esta Comisión la modificación del Plan de Exploración de la asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13 que esta Comisión aprobó el 16 de agosto del 2017.

La asignación se localiza en aguas profundas del Golfo de México frente al litoral del Estado de Tamaulipas. La modificación de este plan deriva del resultado de la perforación del pozo Vespa-1, mismo que resultó productor de aceite en el play Mioceno. Lo anterior permitió identificar zonas con mayor prospectividad de aceite con menor riesgo geológico, así como una estimación más alta del recurso prospectivo. Esto los llevó a lo que estaba ahorita presentando, que es la modificación del Plan de Exploración. Entonces con la venia de ustedes, quiero solicitar al Titular de la Unidad Técnica de Exploración, doctor Faustino Monroy, nos presente su análisis



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

técnico de la modificación propuesta al Plan de Exploración de esta asignación para que esta Comisión pueda decidir sobre esta solicitud.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muy buenos días Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Como lo explicó el Comisionado Moreira, esto es un dictamen de la modificación al Plan de Exploración del operador Pemex para el periodo inicial de exploración. Entonces la asignación es AE-0109-Cinturón Subsalino-13. Pasamos a la siguiente por favor.

La SENER – como antecedente – otorgó a Pemex el título de esta asignación el 25 de enero de 2016. Entonces esta Comisión aprobó el Plan de Exploración el día 16 de agosto de 2017. Pemex solicitó la modificación de esta asignación, la cual consiste básicamente realizar actividades adicionales a lo que ya traía. Vamos a ver que el compromiso mínimo de trabajo eran ocho estudios y un pozo. Entonces vamos a ver en el transcurso de la presentación las actividades adicionales que está planteando. Pemex también determinó que el prospecto exploratorio que ustedes ven ahí Kili-1EXP pues presenta mejores condiciones de un prospecto que se tenía ya aprobado, ¿no? También lo vamos a ver ese prospecto, Marentus-1. Y por último, la fecha de la presentación pues de esta modificación al Plan de Exploración el operador ha realizado diversas actividades al amparo del plan aprobado como lo vamos a ver, cuyos resultados permitieron generar los elementos técnicos necesarios que sugieren la presente modificación. Adelante por favor.

Esta es la línea en tiempo nada más para aclarar que el día 20 de febrero de 2018 la Comisión previno por información faltante al operador. Al mismo tiempo, mandamos los oficios a Secretaría de Economía y ASEA para el cumplimiento del contenido nacional, para que se pronunciara sobre el contenido nacional, y al mismo tiempo para el Programa de Administración de Riesgos a ASEA. El 13 de marzo Pemex atendió esta prevención y las aclaraciones y el 16 de marzo declaramos la suficiencia de información para que en el mes de marzo y parte de abril hiciéramos la elaboración de este dictamen y pues estamos ahora el 4 de mayo presentándoles a ustedes, a este Órgano de Gobierno, esta modificación. Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El área de esta asignación tiene una superficie de 915 km² en tirantes de agua que van de 350 hasta 1,500 – es decir, desde aguas someras hasta aguas profundas en esta área – y se localiza geográficamente en frente del litoral del Estado de Tamaulipas en el área denominada Cinturón Subsalino, perteneciente a la provincia petrolera Golfo de México Profundo. En esta área se han realizado estudios de cuencas, estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, así como también estudios de inversión e interpretación de datos electromagnéticos y procesamientos de la información sísmica que se tienen en esta área. Adelante por favor.

En cuanto a los fundamentos legales para emitir el presente dictamen, tenemos pues la Ley de Hidrocarburos en su artículo 44, fracción primera, sobre la observancia de las mejores prácticas para la evaluación del potencial, la incorporación de reservas y la caracterización de yacimientos. En la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el artículo 39 en sus fracciones primera, tercera, cuarta y sexta sobre las funciones de la Comisión: acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, la reposición de reservas a partir de los recursos prospectivos, así como el uso de la tecnología disponible conforme a la viabilidad económica de los proyectos, la utilización de esta tecnología más adecuada para estas actividades y promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país. Los lineamientos en su artículo 7, 8, artículos 15 y 16. Adelante por favor.

En cuanto a la cadena de valor de exploración, esta asignación se encuentra en etapa de evaluación del potencial petrolero y va hacia la parte de incorporación de reservas. En esta propuesta, los estudios exploratorios en un escenario base el operador está planeando hacer ocho estudios exploratorios en todo este término, un estudio electromagnético, así como adquisición sísmica de 915 km², abarcando toda el área de la asignación, los procesamientos sísmicos de esa área de asignación y un reproceso. Esto es para incrementar obviamente la resolución del dato sísmico para generar imágenes más precisas en esta área. Esta área es un área geológicamente complicada, tenemos presencia de sal. Y por último la perforación del prospecto Kili-1 con el objeto de corroborar la continuidad del play Mioceno que mencionaba el Comisionado Moreira que lo traemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

desde la asignación hacia el Norte, ubicado hacia el Norte. Adelante por favor.

Entonces el objetivo del Plan de Exploración es evaluar el potencial petrolero en esta área en los plays principalmente Neógeno y Paleógeno, la posible incorporación de reservas y reducir el riesgo exploratorio y la incertidumbre geológica. El Plan de Exploración contempla la adquisición y procesamiento sísmico 3D y el reprocesamiento sísmico de 915 km², así como 835 km² en diferentes subvolúmenes de sísmica 3D. En cuanto a los estudios exploratorios decíamos que en el escenario base hay ocho estudios exploratorios y un estudio de inversión de datos electromagnéticos, así como un escenario incremental. En el escenario incremental un estudio de un VCD. Esto es para un pozo que ellos pretenden ver, en su cartera de prospectos ver cuál es el mejor prospecto a seguir a perforar. Lo vamos a ver en un momento. La perforación del prospecto exploratorio Kili-1, que va al Mioceno Medio con una profundidad de 2,500 metros verticales bajo nivel del mar, es uno de los principales prospectos y el mejor que ellos hasta ahorita con la información que tienen están proponiendo para perforar. En el caso que este pozo salga exitoso, también están proponiendo una trayectoria, irse echado abajo de la estructura para ver la continuidad de las facies productoras en su caso. Adelante por favor.

Este es el cronograma de actividades del Plan de Exploración y quiero no más resaltar. Aquí no sé si podemos hacer un acercamiento del año 2016 hasta el año 2019. Ahorita lo que estamos, la solicitud es una modificación de este año 2018-2019. En cuanto a los estudios exploratorios que se están proponiendo son ocho, ocho estudios exploratorios que básicamente van encaminados primero al estudio de cuencas, ver el potencial, reducir la incertidumbre y obviamente llegar a una cartera de prospectos, una jerarquización de prospectos, así como un VCD del pozo que pretende perforar: el Kili-1.

En cuanto a... Si hacemos otro acercamiento aquí por favor. En cuanto a los estudios electromagnéticos están proponiendo es tanto la inversión como la interpretación de estos estudios y por último la adquisición de procesamientos e información sísmica abarcaría todo el periodo, abarcó todo el periodo 2017 y parte prácticamente de todo el año 2018. La



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación del prospecto Kili-1 se llevaría a cabo en el segundo trimestre de este año. Adelante por favor.

Este es un comparativo del plan aprobado. Lo que ustedes ven en amarillo es el plan aprobado ahorita y en verde es el escenario base que se está proponiendo. Por ejemplo, para los estudios, el plan aprobado tenía ocho estudios contemplados y ahorita son los mismos ocho estudios. Aparte están proponiendo un estudio más en un escenario incremental. Es decir, aquí ya en cuanto a estudios hay una actividad mayor. En cuanto a los estudios electromagnéticos no se tenía contemplado en el plan aprobado, ahora ya se tiene contemplado, también hay un aumento de esta actividad. En la adquisición sísmica 3D tampoco había en el Plan aprobado una, estaba contemplado una adquisición, sin embargo, en esta modificación en el escenario base están contemplando 915 km². En cuanto al procesamiento sísmico es similar, no estaba contemplado ningún procesamiento sísmico y ahora están contemplado 1,750 km² de procesamiento. Los pozos tanto en el plan aprobado como en la modificación se mantiene como un pozo para perforar. Y por último las inversiones totales en millones de pesos en el plan aprobado eran 1,630, ahora son 1,596 millones de pesos más 10 millones en el escenario incremental.

Este plan de exploración entonces considera la ejecución de actividades exploratorias definidas en el plan aprobado y actividades adicionales. Las actividades ejecutadas por Pemex en los años 2016 y 2017 pues no son materia de evaluación y aprobación de la presente modificación. Esto se daría nada más este seguimiento por parte de la Comisión de estas actividades. Por último, la totalidad de actividades de cumplimiento pues superan, dan cumplimiento y superan a lo establecido en el plan aprobado. Continuamos por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Perdón, ahí nada más una pregunta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- El escenario base es lo realizado. ¿Así lo interpretamos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No. Este escenario base es el escenario base que se está proponiendo para la modificación. Escenario base, escenario incremental.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Y cuál es la diferencia con el incremental?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ah, bueno. El escenario base es el que está, Pemex se está comprometiendo realmente a cumplir y el escenario incremental depende en la mayoría de los casos de los estudios o del éxito en un pozo por ejemplo. Dicen, bueno yo por ejemplo un pozo, perforo un pozo, si es exitoso puedo hacer otro pozo. Pero eso es en el escenario incremental. Es decir, no está obligado pero sí lo pone en sus actividades.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Una opción.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es una opción, así es. Adelante por favor. Bueno, este es una sección sísmica del prospecto exploratorio Kili-1 y nada más es para mostrarles a ustedes que este lleva una trayectoria vertical que es la propuesta por Pemex. En caso de que tengan éxito en estos objetivos, que es el objetivo Mioceno, ellos están planteando perforar una trayectoria para ver la continuidad de estos posibles yacimientos. Es un tirante de agua de 825 metros de profundidad y el recurso prospectivo asociado son 140 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad geológica de 23% y una posible incorporación de reservas de 32 millones de este prospecto. Adelante por favor.

Como conclusión del análisis de la información, pues la ejecución de la totalidad de las actividades propuestas por el operador pues permitirá generar un mayor entendimiento en esta asignación de tipo geológico-estructural, los elementos técnicos también necesarios para sustentar pues una cartera de prospectos y obviamente la actualización de los modelos geológicos que ya existen. Recordemos que ellos han hecho ya actividad anteriormente. La aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías que serán utilizadas pues presentan una secuencia lógica acorde sobre todo a las características geológicas, pero también a la etapa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que está esta asignación, a la etapa en la cadena de valor de exploración. Esto permitirá sustentar la evaluación del potencial petrolero y la posible incorporación de reservas.

En términos de la estrategia exploratoria planteada, en términos generales, esta permitiría reducir la incertidumbre geológica y precisar el riesgo geológico exploratorio en cada uno de estos prospectos que ellos estarían generando, con el fin de corroborar la continuidad de estos plays de interés. El pozo Vespa que mencionó el Comisionado Moreira está al Norte, prácticamente en el límite de esta asignación y de la asignación norte también que es de Pemex. Y en el supuesto de identificar un descubrimiento derivado del éxito exploratorio, pues PEP deberá considerar actividades propias que le permitirán evaluar, delimitar y caracterizar el posible yacimiento a través de un Programa de Evaluación. Seguimos por favor. Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se puede regresar, porque es muy importante el comentario que hizo el doctor Faustino en el punto uno. O sea, hay un mapa donde aparecen los diferentes pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es este.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ahí está, ahí está. Y es muy interesante esto porque te da una continuidad. Entonces te da la idea de que puede haber mayor cantidad de prospectos en el área. Entonces no nada más es muy importante con respecto a esta asignación, sino de toda la zona.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, en caso de éxito pues este tren que traemos de aquí desde básicamente la frontera pues podría prolongarse hacia el Sur. Eso aumenta el conocimiento del subsuelo por un lado, la evaluación del potencial, hace un poco el riesgo lo acota y podemos también pues evaluar los recursos potenciales en toda esta área, ¿no? Adelante por favor, la 12.

Entonces la propuesta de aprobación de la modificación al Plan de Exploración de la asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13, pues el Plan de Exploración en general se advierte técnicamente viable toda vez que las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades planteadas pues permitiría generar y acelerar este conocimiento petrolero del que estamos hablando, evaluar el potencial, la posible incorporación de reservas, en su caso delimitar los yacimientos y maximizar el valor estratégico de esta asignación para Pemex y para la Nación. Entonces eso es lo que traemos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo tengo una pregunta. Dice usted doctor el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas permitirían generar y acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo, evaluar el potencial petrolero, la posible incorporación de reservas y maximizar el valor estratégico de la asignación al término del periodo inicial de exploración. Quisiera que nos precisara. ¿Cuál es la facultad que está ejerciendo aquí la CNH? ¿Con base en qué en su caso aprobamos o no aprobamos? O sea, quisiera que un poquito regresar a la ley y ahorita le recuerdo. Digo, no es examen legal, yo le digo lo que yo recuerdo de la ley, aquí mis colegas me van a precisar. Pero para entender cuál es nuestro rol aquí.

La ley si no mal recuerdo dice que nosotros aprobamos los Planes de Exploración para que se observen las mejores prácticas en la evaluación del potencial, lo cual está ahí muy bien cubierto. Y hay una responsabilidad que tenemos como responsables de la supervisión y la administración de contratos y asignaciones que esa es muy precisa: que se cumplan los trabajos mínimos. Entonces en este caso mi pregunta es cuál es el trabajo mínimo que está en la asignación, porque a mí me gustaría complementar este párrafo con el que usted termina, porque ese primer párrafo está muy bien señalando eso que marca la ley de las mejores prácticas, ¿no? Pero yo pregunto cuál es la obligación de inversión mínima que estableció la SENER en el título de asignación para asegurarme que el que estemos observando ese cumplimiento. Porque ahí sí es muy claro.

En esta otra parte – y adelanto el comentario colegas Comisionados – fíjense está ese mandato de ley que hay que observar que asegurarnos de que se cumplan las mejores prácticas, pero ahí estamos sujetos también a las decisiones del contratista o el asignatario. Lo voy a llevar a un caso extremo a ver si yo lo estoy entendiendo bien. Un contratista, una empresa, en este caso la empresa productiva del Estado dice: “Este es mi



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan de Exploración, cumpla con el trabajo mínimo. Ustedes me establecieron o yo me comprometí a un pozo exploratorio, tanta actividad de exploración superficial". Pero vamos a suponer que nosotros vemos la sísmica y vemos un precioso anticlinal en esta zona y no vemos nada en esta otra zona. Y no obstante la empresa productiva del Estado o un contratista dice, "pues yo quiero perforar acá". Y a nosotros no nos hace sentido.

Sin duda cuestionaremos, preguntaremos, exigiremos explicaciones, pero al final no lo podemos obligar creo yo a decir, "no, pues no perfores aquí, perfora acá". ¿No? Porque eso va a su costo y a su riesgo. Entonces esa parte luego posteriormente colegas Comisionados me gustaría regresar con ustedes. Decir, bueno, hasta cuál es, precisar muy bien cuál es nuestro rol como autoridad y en esa parte me gustaría mucho la retroalimentación de sobre todo los geo científicos y de todos mis colegas Comisionados. Pero donde sí me queda claro que ahí sí es blanco y negro y es preciso es tienes que cumplir con el trabajo mínimo. Y aquí mi pregunta cuál es ese trabajo mínimo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- El compromiso mínimo de trabajo en el título establecido son primero en actividad física son ocho estudios, lo vimos que los van a cumplir, y un pozo. Es lo único que hay en actividad física, que también lo van a cumplir. Eso fue lo primero que nosotros vemos, investigamos y decimos: "Ok, lo va a cumplir".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Cumplen. ¿Qué tiempos tiene ese pozo doctor?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- ¿Qué tiempos?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, o sea, la SENER en el título de asignación qué plazo le da para realizar ese pozo. O sea, ¿cumplen también en tiempo con ese pozo? O sea, ¿está programado conforme a lo que marca el título de asignación?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No. Ahí estaba programado para 2017 y debido a los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estudios, porque tenían otro prospecto a perforar. Y dicen, “bueno, vamos a perforar este en el 2017 porque ya lo tenemos”. Pero después con los estudios que hicieron se dieron cuenta de que no era el mejor y entonces cambiaron. Eso se desplaza y ahora el pozo está contemplado en el segundo trimestre de este año. Es decir, un año.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una última pregunta y le dejo la palabra aquí a los Comisionados, pero supongo que el título de asignación de SENER o se modificó o permite este movimiento, este desplazamiento, ¿no? Doctora

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, se hace en el período inicial. En el periodo inicial que era de cuatro años, o sea, que es de cuatro años. O sea, 2016 al 2019.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está en tiempo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está en periodo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces respuesta: se cumple con el trabajo mínimo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ahora, con inversiones. En el título está una inversión total de 1,630. El pozo es 72% más o menos de esto que cuesta 1,141 millones de pesos estamos hablando. Entonces los estudios tienen 302, el procesado no está contemplado, el pozo como ya le decía estaba en 1,328, ahora lo están proponiendo en 1,141, la inversión total...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esa presumo es una eficiencia en costos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En cuanto al pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En cuanto al pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Lo demás se mantiene. Entonces esto es lo que verificamos Comisionado Presidente primero en un análisis.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Primero, perfecto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Y después ya nos metemos...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A las mejor práctica que nos marca la ley que hay que...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- A las mejores prácticas, las tecnologías y todo eso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto, muchas gracias doctor. Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues me gustaría entonces iniciar la discusión, ¿no? Porque tengo otras preguntas. Pero la discusión es qué tanto la CNH tendría que validar – ¿no? – al operador la perforación de pozos, dado que efectivamente pues es a costo y riesgo del operador, sea contrato o sea licencia. Y sea contrato en producción compartida o sea... perdón, la licencia o la asignación para Pemex. Entonces creo que en la parte exploratoria tenemos que hacer una división clara con respecto a la parte de extracción. En la parte exploratoria la verdad es que si ellos no encuentran petróleo en un contrato pues no va a haber aceite para pagarles, ¿no? Lo que inviertan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y lo pierden todo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y lo pierden todo. Pero en esa parte ellos tendrán que decidir. Y en la parte de extracción igual, ellos pueden decidir perforar 30 pozos y entonces ahí ya no hay riesgo porque de alguna forma no nada más están desarrollando. Pero nosotros tenemos que validar que 30 pozos es el número óptimo para que se obtenga el mayor beneficio. ¿Pero quién determina si son 30 o son 20? Porque a veces se piensa que si perforo 35 pues es mejor que perforar 10 o perforar 15.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hay un número óptimo para cada uno de los yacimientos y el operador tendrá que presentarle a la CNH en el Plan de Extracción diferentes alternativas. Y entonces nosotros tenemos que validar esas alternativas y buscar elegir la que le dé el mayor valor.

Ahora, ¿por qué eso lo tenemos que hacer? Alguien podría pensar que el operador lo va a hacer pues porque le conviene maximizar el valor. El problema que traemos es que el operador tiene el yacimiento por un cierto tiempo. Hay una distorsión. Si el operador tuviera el yacimiento por todo el tiempo que va a durar la vida productiva del yacimiento no habría por qué estar visualizando o validando, porque ellos lo harían por mutuo propio porque es lo que más les conviene. Entonces bueno, sí, efectivamente dependiendo de la etapa exploratoria o de producción nosotros tendríamos ciertas atribuciones, pero no para definir dónde van a perforar los pozos o cuántos pozos van a perforar. Más bien ellos son los que estudian y esa es la línea delgada entre el operador y el regulador, ¿no? Y lo que nosotros tenemos que hacer es maximizar el valor. Espero haber sido claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, no. Yo estoy de acuerdo. Está muy clara la exposición. En extracción sí hay un rol de mucha más interacción y de decisión por parte del regulador, porque como lo apunta el Comisionado ahí sí hay un posible conflicto entre los objetivos. No que siempre ocurra, es un posible conflicto entre los objetivos de la empresa petrolera y el Estado. El Estado tiene un horizonte de planeación de muy largo plazo, la empresa petrolera puede tener un horizonte de planeación que no sea consistente con ello y entonces la empresa pudiera querer extraer el hidrocarburo más rápido y eso tener al final un efecto que disminuye el factor de recuperación o las ganancias del Estado. Entonces ahí hay un posible conflicto y de ahí que existan reguladores petroleros en el mundo que tienen esa responsabilidad de salvaguardar el máximo aprovechamiento de los yacimientos y maximizar el factor de recuperación. Y ahí está esta métrica de factor de recuperación y valor de los ingresos del Estado y son métricas ahí muy claras. En exploración hay que cumplir el trabajo mínimo y hay que darle el cumplimiento a la ley que es ver mejores prácticas, ¿no doctora? A ver.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. O sea, es dar mejores prácticas y yo diría, yo por eso siempre insisto en el proceso exploratorio, ¿no? O sea, el proceso exploratorio que muchos de ellos inician cuando se da un área es hay mucha incertidumbre. Y efectivamente puede ser. Hace unos días platicábamos entre los Comisionados que habrá áreas que inclusive nosotros podamos estar viendo estructuras que otros no ven o habrá operadores que están viendo estructuras que nosotros no vemos. Entonces el asunto es comenzar a reducir la incertidumbre desde que se empieza a evaluar el potencial petrolero hasta que se va incorporando las reservas. Eso es reducir incertidumbre.

Conforme va pasando el proceso exploratorio esa incertidumbre va disminuyendo, hasta que va encontrando estructuras es cuando se reduce la incertidumbre. Siempre va a haber incertidumbre, inclusive cuando ya se tiene un yacimiento y se perfora dentro del yacimiento puede que un pozo salga aguado, es decir, que vaya abajo del contacto agua-aceite o que vaya arriba, etc. Pero finalmente es menos incertidumbre cuando ya se tiene definido el yacimiento. Pero toda esa parte de reducción de incertidumbre es cuando como Comisión...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hay que observarlo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nosotros tenemos que ser observadores. Desde luego nosotros tenemos algunos cálculos, algunas interpretaciones, pero siempre va a ser interpretativo. Nosotros tendremos algunos cálculos de volúmenes, pero puede venir un intérprete que ve algo que nosotros no estamos viendo, ¡eh! Que el Estado no está viendo. Y puede decir, "aquí hay algo, yo estoy viéndolo por debajo de la sal, por arriba de la sal en estas áreas y finalmente yo voy a apostar por hacer una perforación". Y con suerte encuentra una buena estructura, encuentra un buen yacimiento y pues podrá incorporar reservas. Cuando incorporan reservas, descubren un yacimiento, reducen la incertidumbre de esa área y como decía hace un rato el doctor Monroy finalmente pueden descubrir – lo dijo el doctor Moreira – un nuevo tren de estructuras que pueden venir de aquí. Desde Estados Unidos están siguiendo ese tren de estructuras como se descubrió el tren de estructuras de Maximino, Trión, toda esa parte se tiene un tren, aquí ya se está descubriendo otro tren de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estructuras que es Doctus está Vespa, que es otro tren de estructuras y este nuevo prospecto pues está tratando de ir sobre una estructura, otro tren que se tiene paralelo a los otros, ¿no? Es reducción de riesgo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De riesgos, que tienen una metodología, un procedimiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ese es el proceso exploratorio, reducción, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahorita voy a subrayar lo que usted dijo doctora, pero antes Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que esto viene en dos fases. Primero aprobamos nosotros el Plan de Exploración y ahí tenemos que cumplir con lo que nos dijo la ley de que se cumpla con el trabajo mínimo. OK. Esto es un segundo paso donde al tener más información tú ahora estas cambiando tu Plan de Exploración en dos sentidos. Estas dándole más peso a la parte de estudios y estas cambiando el lugar del pozo. Y yo sí pienso que nosotros ahí sí es una alineación de intereses. Ellos lo cambiaron porque les conviene y nosotros queremos saber por qué te conviene y qué quiere decir eso en términos de la información global nuestra. Porque si nosotros estamos descubriendo que hay una alienación de prospectos pues a lo mejor surgen otras áreas que se pueden desarrollar o se pueden licitar. Entonces a nosotros nos interesa más que decir explora aquí, perfora aquí, nos interesa ver por qué lo estás haciendo, para que nos tengan informados del mayor conocimiento de la parte geológica en este caso del sector de Tamaulipas.

Pero creo que no es que queramos nosotros operar, queremos saber por qué estas operando así y entonces me das más información y además también nosotros podemos supervisar mejor. Si lo que me estas diciendo no me hace sentido pues te voy a pedir más información o voy a entrar de otra manera.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está claro. Entonces a ver déjeme subrayar un poquito lo que dicen los doctores porque yo sigo avanzando en mi entendimiento de estos procesos. Ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hablamos de la parte de extracción que es quizás más tradicional o al menos para mí mucho más clara.

En la parte de exploración doctora usted señala un punto y ahorita voy al punto del doctor Moreira que me hace total sentido y estoy de acuerdo, que es: en la parte de exploración tenemos que verificar que se cumpla con el trabajo mínimo y que ellos siguen las mejores prácticas – y díganme si lo digo de manera correcta – en el sentido de que observan un procedimiento conforme a mejor práctica de reducción de riesgo. Voy a poner un caso a lo absurdo para ver si yo estoy entendiendo. Un caso de mala práctica sería, llevado al extremo, perforé, tuve un descubrimiento y antes de delimitar, antes de terminar la delimitación, me lanzó a querer ir a la fase de desarrollo. Ahí sí los tenemos que detener, porque entonces no vas a hacer una buena evaluación de todo el campo y al final eso puede llegar en detrimento de una explotación ineficiente.

Entonces yo tengo que asegurarme que tú sigues esos pasos como usted dice de reducción de riesgo. De que tienes una buena información para decidir una perforación, no te voy a decir en dónde vas a perforar ni cómo vas a analizar tu información, pero tengo que asegurarme que pasaste primer grado, segundo grado, para decir: “Te graduaste de exploración, ahora sí pasa a la etapa de evaluación y la tienes que agotar”. ¿No? Y como dice el doctor Moreira hay otro objetivo ahí del regulador que es nosotros tenemos un rol como asesores del Gobierno Federal, particularmente la SENER en estar recomendando y estar definiendo hacia a dónde va el país en materia de exploración de hidrocarburos. ¿No? De tal suerte que proponemos el Plan Quinquenal. En ese trabajo con las empresas cuando están explorando tiene que haber una transferencia de conocimiento a satisfacción. De otra forma pues seguimos preguntando porque tenemos la responsabilidad de entender el subsuelo del país. Entonces hay una responsabilidad del entendimiento, hay una obligación de tienes que ir cumpliendo las etapas de la mejor práctica y tienes que cumplir el trabajo mínimo. ¿Lo estoy diciendo bien doctor Faustino?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro que sí, sí, muy bien.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es que he tenido algunas sesiones con el doctor Faustino para entender a cabalidad nuestro rol en esta etapa.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Exacto y es como usted lo dijo. O sea, no nos podemos saltar etapas porque si no está bien acotado el riesgo sobre todo, entonces hay una probabilidad de que las cosas adelante no salgan bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De que al final tenga un deterioro, una merma.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Una pérdida.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Una pérdida para el Estado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es decir, por ejemplo para el ejemplo que ponía para la extracción. Si se calcula un volumen y se dice se va a perforar 10 pozos y en vez de 10 necesitabas 5 o en vez de 10 necesitabas 15, pues ahí ya toda la infraestructura está mal planeada y entonces puede haber ese problema de pérdidas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Está claro. Bueno, gracias por su paciencia por explicarme esto. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Presidente, yo una primera acotación que creo que hay que hacer es que esta es una situación que no está en la lógica de Ronda Cero, que quedó claro con los tiempos que nos reportaron de cuando fue asignada, pero es importante reiterarlo. Estamos hablando de una asignación que se le otorgó recientemente a Pemex que está corriendo sus cuatro primeros años del Plan de Exploración, que cumple con el mínimo establecido en la asignación. Y un poquito Presidente, si me lo permites lo haré muy rápido para tratar de dar respuesta a tu pregunta de qué debemos evaluar en términos de la ley.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dice el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos que dice que “los asignatarios y contratistas previo a ejecutar el Plan de Exploración o el Plan de Desarrollo para la Extracción deberán contar con la aprobación de los mismos por parte de la CNH”. Y luego dice, “para estos efectos la CNH deberá emitir un dictamen técnico que comprenderá la evaluación de los siguientes aspectos”. Fracción primera. “En relación con el Plan de Exploración, la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación del área sujeta a la asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción”. Es lo que dice la ley. Y el último párrafo de este mismo artículo 44 dice: “Corresponde a la CNH aprobar cualquier modificación al Plan de Exploración o al Plan de Desarrollo para la Extracción”, que es justo en donde estamos ahora.

Presentaron su Plan de Exploración y presentaron ahora una modificación que, respetando el mínimo establecido en la asignación, yo digo que es una buena noticia porque hacen más con menos. Ciertamente es marginal la menor inversión que están ahora comprometiendo, pero son más los estudios tanto de nueva sismica como de reinterpretación de información con la que ya se contiene. Este mínimo es relevante porque el 10 de misma esta Ley de Hidrocarburos dice que “el ejecutivo federal por conducto de la SENER podrá revocar una asignación y recuperar el área de asignación cuando se presente una de las siguientes causas graves”. Y la fracción 2 dice, “que el asignatario no cumpla con el compromiso mínimo de trabajo sin causa justificada conforme a los términos y condiciones de la asignación otorgada”. De ahí la relevancia que tú también apuntabas Presidente.

Y, por último, ¿cuáles son digamos los criterios o las líneas generales que nosotros como reguladores debemos seguir en la aprobación de estos planes y en el quehacer regulatorio de todos los días? No lo voy leer todo, simplemente voy a leer las ideas centrales si me lo permiten del artículo 39 ahora de la Ley de los Órganos Reguladores. Y dice, “la CNH ejercerá sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases” y ahí nos marca entonces lo que tenemos que verificar. Y no lo leeré todo, insisto. Fracción primera, acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Fracción segunda, elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y gas natural en el largo plazo. Tercera, la reposición de las reservas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cuarta, la utilización de la tecnología más adecuada, ¿no? Lo que se vincula pues con el tema de la Ley de Hidrocarburos. Quinta, asegurar que los procesos administrativos a su cargo respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia. Sexta, promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción. Y séptima, procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

De manera que aquí están Presidente que tú señalabas, cuáles son los principios que debemos seguir. Creo, ¡eh! Ahí están más o menos marcados. Y luego en un segundo nivel administrativo en nuestros lineamientos establecemos qué es lo que como regulador queremos que los operadores, no sólo Pemex, nos presenten de manera puntual para un Plan de Exploración. Y en el dictamen técnico pues se analizan estos digamos elementos generales que aporta la ley con lo que establecimos en nuestros lineamientos para que finalmente el área técnica nos presente su dictamen.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado, clarísimo, muchas gracias. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Regreso y después sigo con mi pregunta que todavía no la he podido comentar. Yo creo que es muy fácil resumir esto de la maximización de valor. ¿Qué es lo que se tiene que hacer? Se tienen que reducir los costos y se tienen que maximizar los ingresos. Y eso cuando se hace el análisis económico pues tiene que ver con el valor presente neto, con la tasa interna de retorno, con la relación beneficio/costo, con todos los parámetros económicos. En la medida que se incrementa este valor es la maximización del valor presente neto. Pero como que existe la visión de que la parte exploratoria, la parte de extracción, tienen como que un límite, ¿no? Pero realmente es como que una transición entre uno y otro. Cuando uno ve el análisis económico no ve, oye, hasta dónde terminó la parte de exploración y dónde empieza la de extracción. Y también es bien importante hacer el comentario de que los planes van cambiando en el tiempo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esto es un ejemplo. Se dio un plan con la mejor información que tenían y ahora con mejor información dicen, “oye, planeamos o queremos que nuestro plan sea este nuevo”. Igual va a suceder con la parte de extracción. En un inicio van a tener un plan con el mejor conocimiento que traían de la parte de exploración, pero van a seguir cambiándolo durante todo el tiempo de la vida del proyecto. ¿Esto qué quiere decir? Que la evaluación del yacimiento, el conocimiento del yacimiento se tiene hasta el último momento. En el momento que se saca la última gota es cuando todavía seguimos obteniendo información. Entonces bueno, eso creo que tiene que ver...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Como nunca sacamos la última gota, nunca agotamos el conocimiento. No, porque pues nunca es factor de recuperación al 100%, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero el yacimiento lo vamos conociendo cada vez mejor en la medida que lo vamos explotando. Entonces siempre vamos a tener la posibilidad de conocerlo mejor y mejor y mejor y mejor. Si lo pudiéramos conocer desde el inicio, pues sería un plan estático, no un plan en que no hubiera ningún movimiento. Bueno, ese es el planteamiento y bueno, todo lo que se comentó es muy válido y la obligación de la CNH yo digo que es el garante de que los operadores – llámense la empresa productiva del Estado o los privados – maximicen el valor, pero el valor del yacimiento que es el valor del Estado, que puede ser diferente al valor de las compañías operadoras. Creo que eso es una de las grandes fortalezas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro, claro. Somos administradores patrimoniales de los mexicanos, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahora, cuando vemos y ya paso a mi pregunta. Cuando vemos este Gantt, y se han hecho los comentarios en muchas otras reuniones aquí en Órgano de Gobierno, lo que visualizamos es la posibilidad de que las cosas puedan adelantarse. Si se adelanta la producción, obviamente eso tiene un efecto sobre el valor presente neto. El traer los ingresos a un tiempo más actual, eso incrementa el valor presente neto. Entonces bueno, lo que vemos aquí es que se va a perforar el pozo Kili-1 en el segundo trimestre del 2018 y ya estamos en mayo, ya un mes ya se fue. Y antes de que se perfora el pozo hay un VCD



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de pozo que se terminó, está en la parte de arriba en el tercer renglón. Ese VCD de pozo es el que avala la perforación del pozo que está abajo. Pero después en 2019 ya no se ve que haya mucha actividad.

Nosotros no podemos obligar a ningún operador y no lo hemos podido, pero siempre lo decimos aquí en el Órgano de Gobierno que ojalá pudieran adelantar ese tipo de actividad. Porque lo que se ve ahí es que hay un VCD de pozo en el primer trimestre de 2019, pero después no hay pozos. No hay pozos posiblemente hasta 2020. ¿Entonces qué objetivo tendría hacer un VCD de pozo en 2019 si no va a haber una perforación? Ojalá y así sea planteado, así lo he planteado en todos los casos, que si el Kili-1 sale productor pues que se adelanten todas las operaciones. Y eso lo puede hacer el operador venir y decirnos, "oigan, salió muy bueno ese y queremos que en 2019 perforemos otro". Ahora la ley les permite a los operadores pues tardarse el tiempo que tiene la parte exploratoria y se acuerdan que lo hicimos el comentario con los chinos y lo hacemos con cualquier operador.

Yo quisiera nada más terminar mi comentario diciendo que había que revisar ese VCD de pozo por qué en ese trimestre y no se ven pozos o a lo mejor es como una posibilidad de que se perforen otros más. Y por otro lado que ojalá tengan mucha suerte y que también el Kili-1 sea igual como el Vespa-1 que sea productor y que podamos tener más actividad en el año 2019. Y hasta ahí, porque no podemos presionar para que se haga porque pues requieren tener la respuesta del pozo obviamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Únicamente para efectivamente después de la perforación del pozo, en caso que fuera exitoso, tendrían que venir a presentar un Programa de Evaluación para evaluar el posible yacimiento que fuera encontrado por ese pozo exploratorio. Entonces digamos tendrían que seguir el proceso exploratorio para reducir el riesgo ya del área que hayan encontrado con ese pozo exploratorio. Pero aquí quizá no se vea porque digamos siempre hay "if", ¿no? O sea, en caso de que encuentre entonces tendrían que venir a la Comisión a presentar ya un posible Programa de Evaluación en caso de



Comisión Nacional de Hidrocarburos

ser, de evaluación del pozo exploratorio para ver si hay comercialidad en esa área, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente de acuerdo, muy claro. Doctor Faustino Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, nada más para aclarar. Este VCD que comentaba el Comisionado Néstor es un escenario incremental efectivamente que el operador está proponiendo en caso de que se identifique otro prospecto, obviamente que tenga primero éxito este Kili. Y además está relacionado también si ellos al último ven que Marentus, el primer pozo que iba a perforar pues sigue siendo el segundo, o sea, mejor se regresan a perforar ese. Sino, posiblemente otro. Pero ese VCD está planteado en ese sentido Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Colegas, ¿algún comentario adicional? Comisionado ponente, ¿algún comentario adicional?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues después de todo este análisis y toda esta presentación no queda más que solicitar a ustedes la aprobación de este cambio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muy bien. Secretaria Ejecutiva, le da lectura por favor a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.28.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.

Órgano de Gobierno

Vigésima Octava Sesión Extraordinaria

4 de mayo de 2018



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.28.002/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 6 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A6/2015, en términos de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Bueno, traemos a su consideración esta solicitud. En realidad, es una modificación del punto de medición provisional del área contractual número 6 Catedral correspondiente a la licitación número 3 de la Ronda 1. Un poco de antecedentes. La Comisión suscribió el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos con Diavaz Offshore bajo la modalidad de licencia el 10 de mayo de 2016 con un contrato que tiene duración por 25 años con dos posibles prorrogas de 5 años cada una. El 3 de agosto del 2016 la Comisión emitió la resolución por la que se aprueba la propuesta de medición de hidrocarburos y el punto de medición provisional para el área contractual número 6, que es la que estamos viendo el día de hoy, y asimismo dicho punto fue ratificado el 18 de octubre del 2017. El 28 de marzo del 2017 la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción del área contractual, mismo que consiste en el desarrollo del campo Catedral.

El día de hoy les traemos una solicitud que consiste en dos propuestas que una es la designación del responsable oficial del punto de medición provisional para el gas. O sea, es el cambio de responsable. Y un segundo punto que tiene una propuesta de un punto de medición provisional para el área, para el punto de consensados. Entonces pediría al área técnica al maestro Luis Daniel Mena si nos hace. Luis.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- León.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- León, perdón, León Mena si nos hace el favor de exponer el tema. ¿Sí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, muy buenos días, gracias. Comisionada, usted puede llamarme como usted guste. Efectivamente es esta una solicitud de modificación sobre el punto de medición provisional, espero ser muy claro con lo que acaba ya de resumir de inicio la Comisionada.

Nada más para ponernos en contexto, estos son los datos generales del área contractual. Ya mencionamos que es el campo Catedral, está en Chiapas, tiene 57.99 km², es un contrato en la modalidad de licencia. En yacimiento es Cretácico Superior y Cretácico Medio. Es un yacimiento identificado como de gas y condensado. Esto es importante porque de aquí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte la solicitud y el análisis que se presenta. En agosto del 2016, que fue la última producción que se tiene reportada, se tenían 0.32 millones de pies cúbicos por día y solo 7 barriles de condensado. El mes anterior el dato andaba un poquito al doble más o menos de estos datos, pero ese es el dato último que tenemos porque en agosto del 2016 precisamente se cierra el área. Pasamos a la siguiente y ahorita abundo y complemento estos comentarios.

Con relación al artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, el operador petrolero debe presentar con 15 días hábiles de anticipación al inicio de actividades de extracción una propuesta de punto de medición a efecto de iniciar o continuar la producción respectiva y consiste básicamente en cumplir estos cuatro incisos:

1. Identificación;
2. Ubicación;
3. Designación del responsable oficial; y
4. El mecanismo, sistema procedimiento o el acuerdo con el operador para llevar a cabo dicha medición.

Entonces recordemos este campo está cerrado desde agosto del 2016. ¿Cuál es el motivo de la modificación? El área que está del lado izquierdo de sus pantallas representaría el área de Catedral que pertenece a la operadora Diavaz y, como mencionaba, es un yacimiento productor de gas y condensados. Este punto en color naranja y que es está justo a la salida del área contractual, corresponde al punto de medición provisional que tienen aprobado en este momento. Y lo que motivó precisamente la solicitud es que en ese entonces – agosto del 2016 – no estuvieron de acuerdo con que solamente se les manejara todo como gas y dijeron el yacimiento es de gas y condensado y entonces pedían que se le reconociera. Y bueno, eso originó todo este tiempo de análisis y la solución o la propuesta que están haciendo es que Diavaz contrata un sistema para medir a través de un tercero que ya verificamos y cumple con las condiciones que se requieren, van a medir una vez por mes la producción de sus pozos. Es un esquema en el que van a entrar a un separador, luego a una segunda etapa de separador, van a tener placas de orificio para la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

medición del gas, turbinas para determinar los líquidos que tiene agua, que tiene aceite, y van a utilizar presas de almacenamiento para determinar cuál es el volumen de condensados. Recuerden que estamos hablando de volumen de 12, 10, 7 barriles solamente. Entonces con estas presas van a determinar la cantidad de condensados que tiene el área.

Como no hay infraestructura para manejar todo esto por separado o recolectar ahí, este esquema solamente va a permitir medir, verificar cuál es el contenido de gas, de líquidos y de condensados y luego se va a reincorporar a la corriente. Pero entonces lo primero que pide esta modificación es permiten a Diavaz hacerse responsable de la medición y Pemex reconocer que con esa medición de un mes tenga un punto de partida para hacer su balance posterior como en el esquema en el que se está manejando, que es la medición fiscal para la aplicación de metodología de balance. Aquí están los medidores de tipo ultrasónico, es el esquema en el que está autorizado. Entonces el primer punto, como decía la Comisionada, es que se le permita a Diavaz hacerse responsable de la medición a través de esta propuesta de contratar un tercero y una vez por mes rarificaría el volumen del o los pozos que estén operando en su momento. Y además, bueno, toda esta corriente explicaba pues se incorpora y continúa con toda la metodología de balance como estaba previsto.

Aquí están los acuerdos que presentan. Bueno, lo vamos a ver adelante. No sé si tienes alguna duda o algún otro comentario sobre los puntos. Se va a reconocer el líquido, es el primer punto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero. El Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Aprovechando que nos pregunta, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, sí, porque esta es la...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo nada más quiero enfatizar que cuando se habla de 7 barriles, 14 barriles, se piensa que es nada. Pero si fueran 7 barriles sería un cuarto de millón de pesos cada mes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿Sí? Si fueran 14 sería medio millón de pesos cada mes. Esa es la razón por la cual Diavaz está buscando que le reconozcan esos condensados. O sea, a veces hablar de tan poquitos barriles, dicen, "eso no tiene la menor importancia".

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En las cifras macro parece poco.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Parece poco. Pero cuando uno hace las multiplicaciones, porque además recuerden es un API de 52.4. Ese fácilmente se puede colocar en 60 dólares o más, ¿no? Entonces bueno, nada más era enfatizar que eso tiene gran importancia.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y precisamente en el acuerdo que ahorita voy a mostrar logra reconocer, o sea, acepta Pemex que él sea el responsable de la medición, en los acuerdos así se firma. Desafortunadamente como no hay infraestructura para el manejo y reconocimiento de los grados API del condensado se va a manejar y se va a pactar como aceite. Pero al menos ya reconoció que sí hay barriles de hidrocarburo líquido. Entonces por el momento se va a manejar todavía como aceite por la infraestructura que tiene hacia adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero lo que no me queda claro es ¿por qué cada mes? ¿por qué no continuamente?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es un contrato, o sea, lo va a hacer a través de un tercero. Son mediciones de 24 horas, sí es todo un proceso, yo supongo que por los altos costos que representa. También hay que tomar en cuenta que ahorita solamente está produciendo un pozo y son 0.32 millones de pies cúbicos. Entonces supongo que hicieron un balance ahí sobre la conveniencia de qué tan frecuente y un mes al menos les permite tener el parámetro y estarlo actualizando, ¿no? Dale a la que sigue por favor.

Entonces se reitera que el punto de medición provisional – y ese es el nombre que está en los acuerdos – es la entrada a la Batería de Separación Muspac. Por favor la que sigue. Entonces el aforo de pozos, instalación de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

equipo de separación de presas de almacenamiento será con frecuencia de un mes. Adelante por favor.

Es importante mencionar, que era el tema que se me estaba olvidando, es que también van a instalar los registradores de presión. Van a poner registradores de presión. Regrésate por favor, ese era el punto. Sí. Lo que quieren verificar es a través de estos registradores es que efectivamente hay corriente, hay flujo de los pozos y lo van a poner tanto en el punto de medición como en cada uno de los pozos que estén operando. De tal manera que eso solamente determina precisamente la presión y garantiza de que está habiendo flujo para darle de alguna manera también certeza a PEP de que sí hay producción en esas líneas. Adelante por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Van a reinyectar agua?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí hay agua, sí hay un corte de agua.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, porque es un trifásico, ¿no?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Sí. Lo que pasa es como se cerraron estaba habiendo la producción de agua del campo completito, estaba en menos de 100 barriles. Pero no se alcanza a visualizar la producción de agua tal cual, eh. Eso viéndolo en el plan. Pero si me lo checas ahorita por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahorita le traemos el dato.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Más que nada verificar que esa agua sea dispuesta en la forma adecuada, ¿no? Porque si la van a volver a reinyectar como se dijo hace rato a lo mejor no tenga un sentido lógico. Lo que entendí es que van a separar y después van a volver a reinyectar en el tubo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Sí, así es. Sí, van a juntar. Lo que pasa es que ya en la prueba como tal, la producción de agua por lo que estuve revisando es mínimo. No tengo el dato ahorita preciso, pero sí es mínima la cantidad de agua y efectivamente la van a reinyectar nuevamente porque entras a la primera etapa de separación en la Batería Muspac. Entonces se vuelve a separar y ahí se vuelve a manejar como líquido en este caso como petróleo y el agua la separamos. Lo importante es cuantificar en este caso porque como tal no se cuantificaba los líquidos como petróleo, se estaba manejando como gas rico vamos a decirle. Entonces no se cuantificaban los barriles físicos que sí se tenían como tal y no se estaban reconociendo. Entonces sí, la cantidad sí tenemos pero es mínima. Pero ahorita vemos el dato.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Pero sí entiendo la lógica. Si ya separaste el agua para qué la vuelves a meter a la corriente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- También en un tanque y la pones en Cactus o en Giraldas. Ahí hay agua.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Sí. La idea de Diavaz o del contratista es ver la cantidad de fluido que vamos a manejar como condensados y con el punto de medición provisional y con las reparaciones de pozos que están por venirse entonces tendríamos una mejor certidumbre de cuántos volúmenes líquidos tendríamos y ellos poder entonces comercializar no con la infraestructura que se tiene actual, quizás con otro comercializador como tal.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Adelante Gustavo. Con respecto a la reasignación del responsable, que es el inciso b de los artículos que leía, la empresa Diavaz presentó la modificación del acuerdo y propone como responsable oficial al Gerente de Activo de la empresa. Entonces lo que nos corresponde es verificar precisamente los certificados, diplomas, constancias y el poder notarial donde se otorgan facultades para actos administrativos. Adelante.

Estos son los acuerdos que, si bien no se alcanza a leer, lo que quiero destacar es que se hacen dos nuevos acuerdos, uno para gas y uno para líquidos, ahora reconociendo precisamente las dos fases del yacimiento



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que de un origen sabíamos que era de gas y condensados. Adelante por favor.

Entonces los requisitos el A y el B que es la ubicación e identificación coinciden y es en la entrada de la Batería de Separación Muspac y va a haber un registrador también de presión en ese ducto. El responsable oficial mencionaba es el Gerente del Activo de la empresa Diavaz. El procedimiento para la determinación de volumen y calidad ellos presentaron el protocolo para la medición de volumen y calidad de la producción del área contractual Catedral y está fundamentada en todos estos estándares que no lo voy a leer. Y los acuerdos de medición para la asignación de volumen presentaron precisamente estos dos acuerdos, para gas y para líquidos, dejando sin efecto el de medición anterior.

Consideramos que la evaluación técnica de la información presentada se dictamina en sentido favorable con respecto al cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición para la modificación del punto de medición provisional del área contractual y cedo la palabra a la Comisionada si quiere abundar algo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, en realidad ese el análisis que traemos a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es muy claro aquí la intención de la empresa, como mencionó aquí el doctor Néstor estamos hablando de 3 millones de pesos al año para dar un número así. O sea, no es trivial la cosa. Y se trata de un gas bastante rico en condensados, o sea, debe tener como 16-20% de condensados. O sea, se ve como de alta posibilidad. La pregunta que yo tenía es: ¿en el instante en que empiecen a reparar pozos y que se incremente el flujo se va a usar el mismo sistema para sacarlos, va a llegar otra vez a Muspac todo?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Por lo pronto sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Entonces en realidad están preparándose para eso.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es correcto. Esa es la respuesta a precisamente lo que ellos consideraron que no era justo cuando tenían su área y ahorita se están preparando para cuando metan más pozos en ese esquema ellos puedan ir reconociendo su líquido.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Suena muy lógico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Yo estoy de acuerdo en la propuesta que nos presentan para la modificación del punto de medición. Mi pregunta más bien sería más general. ¿Cuál es el estatus que tenemos respecto de los contratos de la licitación 1.3 para efecto del establecimiento ya de sistemas de medición definitivos y dejar esta etapa que tenemos de medición provisional? Si nos pueden hablar un poco de esto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, Director General Joshua Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias, claro que sí Comisionado. De hecho, es una acotación que quería hacer. Ahorita los contratistas de la licitación 3 de la Ronda 1 están terminando sus periodos iniciales de evaluación. Muchos ya pidieron los periodos adicionales de evaluación y además tienen en su caso Planes de Desarrollo corriendo al mismo tiempo. Y estos Planes de Desarrollo que se aprobaron aquí en CNH fueron vamos a llamarlos de corto plazo en virtud de que la propia Comisión determinó que tenían que traer estos Planes de Desarrollo a actualización una vez que terminaran los periodos de evaluación. En este caso terminado los periodos de evaluación, ya con toda la información que recabaron del análisis de su propio campo, tienen que presentarnos completo el Plan de Desarrollo en el cual deben



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de traernos ya los mecanismos de medición definitivos para cada una de las áreas contractuales. En este caso la CNH tendrá que analizar el Plan de Desarrollo junto con el punto de medición ya definitivos, los mecanismos de medición definitivos y estos puntos de medición provisionales van a fenecer cuando ya se implementen estos mecanismos que en su caso se aprueben aquí en CNH.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director. Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quisiera saber exactamente cuál es el mecanismo de medición. Nos dijeron que va a haber un separador trifásico. El separador trifásico va a darnos por un lado el gas, el aceite y el agua y seguramente va a ser una separación a muy baja presión para obtener la mayor cantidad de líquidos. ¿Qué va a pasar con el gas? ¿Lo van a quemar durante la medición? ¿Tienen los equipos para poder volverlo a meter a la línea? ¿A qué presión van a separar? Que no existen compresores para tomar el gas a muy baja presión.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Sí. Tenemos aproximadamente la Batería Muspac para que llegue tenemos que llegar a 5 kilos de presión de separación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, me refiero. En el separador trifásico van a llegar a una, ¿a qué presión van?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Manejan entre 50 y 20. O sea, va a manejar dos etapas, dos trenes de separación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿La más baja es 20 kilogramos, 20 libras?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Es la de 50 y 20 libras. Perdón, 50 kilos y 20 kilos. O sea, son dos etapas de 50 y 20.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Kilos o libras?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Kilos, kilos, porque la presión de separación en Muspac es de 5. Entonces tenemos 50 en la primera y 20, así maneja: 50, 20 ¿Sí?. Entonces el gas que se recupere de más se va a incorporar a la línea del óleo gasoducto que tiene actual. ¿Sí? Los líquidos que separe en la separación se tienen tanques con bombas para incrementar la presión y se puedan unir e irse a la Batería Muspac antes de la entrada de la Batería, con el registrador de flujo de presión. Ahí lo va a determinar la entrada que está viva, ¡vaya! Que lleva fluido, que tiene presión. Entonces los dos trenes que se van a manejar son 50, 20, es lo que pone el contratista. Bajo ese tenor tenemos dos etapas, dos trenes. Separas, metes en el gas, el líquido le das presión y se unen y se van a la Batería de Muspac.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces hay una incertidumbre en la medición de condensados, porque hay más condensados todavía.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Lo que pasa es de que maneja etapas, pero va al tanque. O sea, la manejas en etapa 50, 20 y a tanque.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero en los 20 kilos todavía hay condensados.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Claro. Manejas rectificaciones todavía, eh. En este caso metes la batería de separación, metes un rectificador, de la descarga del gas vuelves otra vez a quitar líquidos. El líquido que viene acá entra al otro tren de separación, el líquido que tienes aquí entra, entras a la segunda etapa, viene, este gas que tienes vuelve a entrar a rectificación y vuelve a entrar y después entramos a tanques. Ya con tanques ya lo manejas que tienes la presión y ya se va. Entonces sí, ya manejas por etapas la mayor cantidad en líquidos, los cuantificamos por nivel en tanque y determinamos cuánto tenemos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Directora.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Les traíamos el esquema, pero como se nos quedó el logotipo de la empresa que lo propone decidimos no presentarlo ahorita, pero es la explicación que acaba de dar Ana Bertha.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero Mena, ¿algo más en la exposición? ¿No? ¿Comisionada ponente? Colegas, ¿algún comentario más? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.28.002/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 6 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A6/2015, en términos de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.28.003/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 6 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A6/2015, en términos de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Solicitud de aprobación de la procedencia de inicio de la contratación de un Testigo Social.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Abelardo García Badilla, Oficial Mayor.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Oficial Mayor, adelante.

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Buenos días Comisionados, Comisionada. Venimos al Órgano de Gobierno a solicitar su apoyo para proceder con el inicio del proceso de contratación de testigo social conforme lo establece la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. Gracias.

Les comento, para efectos de la ley mencionada en su artículo 26 Ter existen dos motivos por los cuales se debe de contar con un testigo social en un proceso de contratación pública. El primero es por monto, si hay una contratación que rebase un monto de 403 millones de pesos. Y el segundo motivo es atendiendo al impacto de la contratación que se trate. En este caso estamos hablando de la contratación del servicio integral para la administración de la información técnica de la CNH, conocido normalmente como centro de datos. Por tal motivo este proyecto cae dentro de las consideraciones de la ley y es por ello que traemos a la consideración de aprobación de este Órgano de Gobierno el inicio de la contratación de este servicio.

Es prudente informar a ustedes que hemos tenido contacto con la Secretaría de la Función Pública, quien es responsable de la designación del testigo social. Hemos recibido el nombre del testigo social destinado para los efectos si ustedes quisieran tener conocimiento de ello.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, yo creo que está bien – ¿no? – conocerlo. ¿Quién es?

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Perfecto, sí, por supuesto. El testigo social designado por la Secretaría de la Función Pública es Mónica María del Rosario Barrera Rivera, quien, conforme al análisis de la Secretaría de la Función Pública, cuenta con la experiencia relevante y suficiente para los efectos del tipo de contratación que se está llevando, que estaría llevando a cabo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, ok.

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Entonces someto a la consideración de ustedes la contratación del testigo social.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que conforme usted señala, aquí se trata de una licitación. Corrijame Oficial Mayor, es una licitación para contratar los servicios de almacenamiento de datos que es un servicio fundamental del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos de la CNH y conforme a procedimiento de Ley de Adquisiciones pues se requiere un testigo social. Y ya nos lo designó la Secretaría de la Función Pública, ahora si los Comisionados deciden aprobarlo, con su aprobación iniciaríamos procedimiento para la contratación del testigo social.

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Es correcto, que es un parte integral de proceso de contratación. Y si me permite Comisionado Presidente, solamente mencionar también que esta contratación del testigo social cae dentro de la partida, la 33104, misma que está condicionada para aprobación de Órgano de Gobierno y es la razón por la cual venimos con ustedes.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Están equiparando esta contratación a una contratación de consultoría o asesoría. Por eso lo están trayendo al Órgano de Gobierno.

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, porque es el fundamento para efecto de que nosotros lo votemos.

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok, pero así es el procedimiento. Muy bien. Comisionado abogado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo quisiera tener clara el alcance del procedimiento de contratación que va a ser una licitación pública. Dijeron que es servicio integral para la administración de la información técnica de la CNH. Dijiste Presidente que esto tiene evidentemente que ver con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, pero qué y no sé si se pueda comentar, supongo que sí, ¿no? El proceso está en marcha ya, ¿no? La licitación. Lo que yo quisiera saber nada más es exactamente cuál es el alcance de este servicio integral para la administración. ¿Es el cuarto de datos para las licitaciones o es algo más grande? Es decir, no sé si pudiéramos precisar un poco más ese tema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver Oficial Mayor, ¿nos describe el alcance?

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Sí. Haré mi mayor esfuerzo sin la capacidad técnica del Director General de Tecnologías. Efectivamente es la consideración del centro de datos, donde reside no solamente la información de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, sino en donde va a residir toda la información de la CNH. Al día de hoy el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos está separado o el resto de la información está separada. En esta ocasión lo que se pretende es integrar todo dentro de una misma plataforma tecnológica, por eso se le denomina centro de datos, pero no es solamente el almacenaje, sino las consideraciones de comunicaciones, de seguridad, etc. Entonces es la solución integral de la plataforma tecnológica de la Comisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y agrego a lo que señala el Oficial Mayor. Es el centro de datos que estamos contratando es la segunda parte de los servicios que ya veníamos operando con una empresa de servicios, mismos que ya se agotaron o están por agotarse.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿Entonces se requiere renovar el centro de datos donde almacenamos qué? Y además de lo que se está agregando que señala el Oficial Mayor. En nuestro centro de datos tiene toda la información técnica del subsuelo que recibimos de Pemex. Es decir, toda la sísmica, toda la gravimetría, todos los estudios técnicos, registros de pozos, que el Estado adquirió a través de Pemex en más de 70 años están ahí. Se transfieren a la CNH. Nosotros los venimos administrando en un centro de datos, es un site especializado con estándares de seguridad, con las redundancias requeridas. Ese servicio se está agotando, hay que renovarlo, pero aparte hay que ampliarlo. Hay que ampliarlo en dos sentidos.

Uno, estamos agregando también el servicio para las propias actividades técnicas de la CNH para también servicio de centro de datos ahí. Y más importante en cuanto alcance y magnitud es que no solo tenemos responsabilidad de administrar todo lo que el Estado adquirió en el pasado a través de Pemex, sino todo lo que las empresas van adquiriendo de información adicional a través de los permisos de estudios de exploración superficial que hemos otorgado, que hemos otorgado 40 permisos de estudios adicionales. Y les voy a dar un dato muy impresionante. Cuando iniciamos, cuando se inició la reforma, México tenía una cobertura sísmica costa afuera de 35% del Golfo de México. Hoy la sísmica cubre el 100% del Golfo de México. En términos de volumetría se ha multiplicado por dos la sísmica, el acervo de información de sísmica 2D que tenemos y se ha multiplicado por tres la sísmica 3D subsalina con la tecnología WAZ.

Entonces ha habido una explosión en el volumen de información y por ende de conocimiento sobre el subsuelo. Entonces toda esa información le tenemos que dar un resguardo y seguro. Entonces el contrato de servicio que teníamos originalmente además de que está llegando a su fin, bueno, pues hay que ampliarlo en tiempo y en alcance para todo este volumen adicional de información e integrar también por conveniencia pues los servicios de datos para actividad diaria de la CHH. Entonces es una licitación pública. ¿Qué tiempo tiene su licitación Oficial Mayor?

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- La próxima semana estamos saliendo a Subcomité Revisor de Bases para posteriormente lanzar la convocatoria y correr los tiempos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

correspondientes. Entonces podríamos en los próximos dos meses tener la adjudicación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muy bien, licitación pública abierta buscando las mejores condiciones para el Estado. Muy bien. ¿Algún otro comentario? Comisionado abogado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo a manera de claridad. La CNH tiene no recuerdo exactamente si son tres o cuatro litotecas que eso no tiene entiendo nada que ver con este proceso de licitación. Ahí están las muestras físicas, ¿no? Los recortes y demás. Y tenemos como tu bien dices Presidente un centro de información con las redundancias del caso y lo que estaríamos licitando es el servicio para la información que ahí se va a depositar. No es para la construcción física de un centro. Es un tema de software y de manejo de información.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es una información digital.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto, es como dice la doctora. Esto es para almacenar la información digital, la información documental y es un servicio como dicen el término en inglés de hosting, ¿no? Es un lugar físico, es un site aparte que tiene condiciones de seguridad, te dan capacidad de almacenamiento y de acceso y procesamiento de tu información. Está por otro lado, que también forma parte del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, lo que señala el abogado Sergio Pimentel: el almacenamiento y administración de los núcleos. ¿No? Cuando se hacen pozos exploratorios principalmente se toma un recorte del subsuelo y esos núcleos también están bajo el resguardo y administración de CNH. Que igual, antes los tenía Pemex, ahora los administra CNH y que también están creciendo, porque conforme van avanzando la perforación en el país todos los contratistas están obligados a darnos estas muestras de perforación, estos núcleos. Hoy estamos administrando si no me falla son tres o cuatro litotecas, pero lo vamos todo esto a transformar en dos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La CNH con el apoyo de los fondos SENER-CONACYT está desarrollando dos nuevas litotecas, en donde ahí vamos a concentrar todos estos núcleos y los núcleos que vengan en el futuro. Uno ubicado a las afueras de Mérida en un parque de tecnología y desarrollo tecnológico y otro en un parque también de tecnología y desarrollo tecnológico en el Estado de Hidalgo. Entonces en Hidalgo y en Yucatán se están desarrollando, se están construyendo dos litotecas para las muestras físicas. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Me llamó la atención, nos salimos un poquito del tema pero me llamó la atención el dato que diste Presidente en relación con el 35% de cobertura que teníamos hace cuatro años del conocimiento geológico del Golfo de México y que hoy está al 100%. ¿Sí? Pero quizás el dato que yo resaltaría es el 35% en toda la historia de exploración del país contra cuatro años nada más de a partir de la Reforma Energética. Quizás ese dato resulta interesante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, es un dato muy impresionante lo que ha pasado en materia de exploración superficial y subrayo esto que tú apuntas Comisionado Acosta. Se han invertido, bueno, la CNH ha otorgado más de 40 permisos que los han otorgado ustedes. Se han invertido más de 2,000 millones de dólares y el Golfo de México es extensísimo. México tiene poco más de la mitad del Golfo de México en jurisdicción y no teníamos cobertura total en sísmica. Y lo que han hecho estos nuevos estudios es tener la cobertura total. Y es un estadístico que recientemente de hecho me pasó el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. De un 35% de cobertura espacial sobre la jurisdicción del Golfo de México del lado mexicano a una extensión, a una cobertura del 100% con sísmica 2D. La 3D es más reducida, naturalmente es más de detalle, pero ya en sísmica 2D se tiene una cobertura de 100. Sí es un dato impresionante y en un plazo de tiempo como tú señalas Comisionado pues de aproximadamente tres años, porque empezamos a dar los permisos en 2015. Entonces realmente y es la punta de lanza de todo, porque cuando tienes información de subsuelo entonces podemos hablar de hacer licitaciones y solo si hay esa información va a haber interesados en decir yo hago una oferta, yo perforo un pozo. Entonces la punta de lanza de toda la industria son esos estudios. Es el mejor indicador adelantado de buenos augurios para nuestra industria petrolera mexicana. Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y quizás ya nada más para centrar el tema, bueno, el manejo de toda esa información, para el manejo de toda esa información se va a hacer una licitación que no es la que vamos nosotros respecto a la cual vamos a opinar en este momento, sino solamente para la designación del testigo social. La contratación que la designación nos hizo la Secretaría de la Función Pública en esta persona Mónica Barrera, que por cierto es una profesionista muy reconocida. Fue contralora en varias dependencias de la Administración Pública Federal, tiene más de 30 años de experiencia en estos temas y creo que va a ayudar bastante en el proceso licitatorio. Pero lo que vamos votar es exclusivamente la contratación del testigo social.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es nada más la contratación del testigo social. El procedimiento se rige por Ley de Adquisiciones y estamos observando pues todos los procedimientos que marca la ley. Comisionado doctor Néstor Martínez y luego voy con el Comisionado doctor Moreira.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues yo celebro que estemos aprobando – que aprobemos, si así lo considera todo el Órgano de Gobierno – esta contratación de un testigo social de tan alta calidad. Pero finalmente lo que busca la Comisión es tener un servicio con cierta calidad en el menor costo. Entonces creo que aunque no es motivo del tema, pero creo que se puede aprovechar el foro para que le demos la mayor difusión posible, que todos los que pudieran aportar o que pudieran competir.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que compitan en la licitación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que compitan, ¿no? Hay que hacerlo muy abierto. Y por otro lado también, todas estas bases de usuario lo que deben ser revisadas exhaustivamente para que obtengamos la calidad que necesitamos. Todos hemos tenido de alguna forma alguna experiencia en contrataciones y a veces no poner las cosas claras significa que podemos tener una propuesta más económica pero que no es lo que finalmente resuelve la problemática que tiene la CNH. Entonces aunque yo sé que no es el tema, que vamos a votar por la contratación del servicio social, pues sí, culminarlos a que busquen la mayor difusión y que busquen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que los términos de referencia estén lo más adecuados posible. Tenemos mucha experiencia, es el segundo contrato. Entonces bueno, creo que ya hemos aprendido mucho y bueno, pues esos son mis comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, pues muchas gracias. Oficial Mayor está con el equipo y de la mano del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos revisando todo el detalle, el armado de estas bases técnicas no ha llevado un rato.

OFICIAL MAYOR, MAESTRO ABELARDO GARCÍA BADILLA.- Se ha llevado bastante tiempo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces sin duda se ha trabajado con mucho cuidado, pero pues no está de más el exhorto a que así lo terminemos. Muchas gracias Oficial Mayor. Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo me quedé. Yo sé que no es tema de esta aprobación, pero no quiero que se me pase. La parte de manejo de la información había estado concentrada en almacenaje y en la parte de procesamiento de información. Entonces eso fue todo el énfasis de los últimos 10 años. Sin embargo esto que ha crecido mucho y se modificó mucho ahora está viniendo una nueva fase que es la fase de minería de datos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente de acuerdo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Obviamente, como todas las cosas, se puede usar bien y se pueden usar mal, pero minería de datos está emparentada con inteligencia artificial. Entonces yo no sé si nosotros que estamos manejando una cantidad de datos tan grande deberíamos incluir para un uso positivo todo lo de minería de datos y todo lo de inteligencia artificial, de tal manera que el propio sistema te ayude en la búsqueda y no tú activando en la búsqueda. Yo sé que no es el momento, tiene que ver con otra cosa, pero creo que sí tenemos que debemos de movernos a esa nueva digamos etapa de desarrollo de los sistemas de información.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo estoy totalmente de acuerdo doctor y creo que aquí habremos varios Comisionados que estamos totalmente de acuerdo en eso. A ver, redondeo y subrayo lo que acaba de decir el doctor Moreira, porque eso está también en el corazón de nuestra responsabilidad. Nosotros una de nuestras tareas es generar y administrar todo este almacén de información que tiene un tamaño que cuesta trabajo conceptualizar. Nada más en sísmica de lo que nos transfirió Pemex al inicio de la reforma eran 11 petabytes de información sísmica. Agréguele a eso las otras tecnologías. Y luego dije yo hace un momento en sísmica 2D eso ya se duplicó. El volumen de información que tenemos es enorme y nuestra responsabilidad no es solo ser bibliotecarios. Tenemos que ser estudiosos, lectores de esa información, porque tenemos una responsabilidad de dar el mejor consejo al Gobierno Federal – en particular, la SENER – sobre esto.

Ahora, no hay forma para que sin el uso de estas herramientas de inteligencia artificial podamos analizar y digerir toda esta información. Es fundamental que nos montemos al tren del cambio tecnológico y que lo estamos viendo en la industria petrolera, en donde podamos meter algoritmos de inteligencia artificial, de inteligencia de razonamiento cognitivo artificial para analizar esto. ¿A qué me refiero? Y un poquito cuál es la tendencia y el reto. Si ustedes caminan por algunos pasillos de la CNH verán algunas fotos de los estudios, algunas imágenes de los estudios que hemos autorizado de sísmica. Y aquí nos precisará la doctora Alma América Porres que es geo científica, pero la interpretación de los estudios de subsuelo pues hoy por hoy pues es sobre la base de un conocimiento científico pero es un trabajo interpretativo que requiere ser intensivo en horas hombre.

A lo que quiere evolucionar la industria es de que podamos enseñar a las computadoras, es decir generar algoritmos, reglas de decisión para que un sistema automatizado, un algoritmo, pueda con reglas relativamente sencillas ayudarnos a identificar más rápido los aspectos más relevantes de toda esa información sísmica para que ya el trabajo humano vaya sobre temas muy precisos, pero ya una vez cubierto los miles y miles de terabytes que tenemos de información. Entonces sí hay un reto y la industria lo está haciendo. Hay algoritmos de procesamiento cognitivo que hay en el mercado. Estamos hablando de la frontera tecnológica, no es algo que ya

esté adoptado y que sea de uso recurrente, pero sí ya empresas petroleras están utilizando estos algoritmos de decisiones cognitivas artificiales para acelerar el análisis del subsuelo. Entonces lo tenemos que incorporar.

Es un proyecto que creo que cae justo en el tipo de proyectos que puede apoyar los fondos SENER-CONACYT. Entonces de la mano de la SENER, con los fondos SENER-CONACYT y con el mismo Instituto Mexicano del Petróleo hemos estado estudiando cómo lanzar un primer proyecto para incorporar estos algoritmos y aquí el doctor Néstor Martínez también lo ha estado estudiando con la doctora Alma América Porres. Pero doctora, le dejo la palabra porque usted es más conocedora. ¿Hacia dónde vamos y qué tan factible ve eso?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, buen, desde luego que hay, actualmente. Hay sistemas ya de interpretación que pueden incorporar este tipo de análisis automatizado le vamos a poner en cuanto a la parte de geo ciencias. Sin embargo, digo, una cosa es este tipo de análisis que podría incorporarse con los sistemas inclusive que podría haber ya en el mercado y otra cosa es la parte de análisis o minería de datos o análisis con inteligencia artificial para el ordenamiento de todos los datos que tenemos. O sea, la verdad es de que tenemos tantos tipos de datos diferentes que simplemente esa administración de datos es todo un reto para la institución. Entonces, digo, como que hay dos niveles. Uno, todo lo que tiene que ver con las mismas interpretaciones, análisis que se podrían hacer ya. Por ejemplo los datos sísmicos que son plataformas que ya pues sí hay mucho estudio y hay plataformas de interpretación en eso de registros de pozos, etc. Y hay otra que tiene que ver con el nivel de administración de todos esos datos para poder acceder a ese tipo de información. Entonces hay dos niveles.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Hay dos niveles. Y corrijame doctora, esta contratación de la que hemos estado hablando hoy tiene que ver con esta segunda que usted señala con nuestra función de ser buenos bibliotecarios, que todo esté ordenado y que yo pueda buscar y encontrar todo. Y luego está una segunda fase que vamos trabajando sobre la base de las capacidades de los recursos SENER-CONACYT, el IMP, en donde, bueno, ahora quiero automatizar a lectura y el aprendizaje. Pero sin duda la base, los cimientos, es una biblioteca bien



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ordenada, ¿no? Entonces estamos perfeccionando ese trabajo con esta contratación. ¿No? Que, como ya dijo el Comisionado Acosta, aquí nada más estamos aprobando al testigo social, ¿no? Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Comisionado Presidente. Creo que es importante enfatizar, ya lo dijeron el doctor Moreira. La información tiene valor, pero la interpretación de la información es muchísimo de mayor valor, pero muchísimo más. Ahí en la parte de la sísmica, que es el tema que nos estamos enfocando aunque hay otro tipo de información, hay la parte que tiene que ver con el procesamiento de la información que se toma en campo para llegar a una sísmica que después se va a interpretar. Y ahí las compañías tienen diferentes algoritmos y eso es lo que las hace competitivas entre sí. El que tiene el mejor algoritmo que permite tener una visión mejor del subsuelo es la que tiene la ventaja competitiva de las otras. Nosotros no estamos en ese negocio, es el negocio de las empresas, ¿no? Y ellos han tomado la sísmica en el Golfo de México y nos entregan esa información ya con los algoritmos y tenemos una visión de lo que es la sísmica.

Pero la sísmica no solamente es revisar con ciertos conocimientos, con muchos conocimientos, por cierto, no es algo tan simple. Porque de repente uno ve que se parece mucho a un ultrasonido y se piensa que pues en unos cuantos días uno puede ser experto en revisar esa información. No es cierto, es mucho más complicado que eso. Pero lo otro que es muy importante es que a la información sísmica se le puede ir sumando información. Por ejemplo cuando se perfora un pozo se puede afinar la resolución que la sísmica nos puede dar y ese ha sido el sueño de muchas empresas y eso es lo que nos ha ocupado en algún momento ahí con el Instituto Mexicano del Petróleo de cómo sumar las capacidades de la CNH, porque hay gente aquí muy preparada en ese tema, y también la gente del IMP para enseñarle entre comillas a un algoritmo a que pudiera hacer una interpretación que nos pudiera ayudar a adelantar la interpretación que tienen que hacer los geo científicos.

Realmente hasta la fecha no se ha podido llegar a tener este tipo de desarrollo y no ha sido corto el tiempo en el que se ha tenido el sueño. Desde los años 90 se ha querido hacer y la verdad es que yo creo que va a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

continuar por un buen tiempo. Pero sí, hay que empezar a revisar cómo van los adelantos, tratar nosotros de adelantar, hay alguna empresa muy importante que se dedica a todo esto de inteligencia artificial que junto con el EMP y con la CNH apoyados con el Fondo, SENER-CONACYT podríamos empezar a ser pioneros en esta rama que sería algo muy importante. Porque finalmente lo que nosotros buscamos es tener la evaluación del potencial petrolero del país, que es algo en nuestras atribuciones, en nuestra responsabilidad. Entonces pues no es menor – ¿no? – estos comentarios de maximizar ahora sí que no el valor de los hidrocarburos, sino maximizar el valor de la información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Conclusión doctor Moreira, sí. Hay que llegar a la luna, estamos iniciando el trabajo. ¿Algún otro comentario adicional? ¿No? Bien. Entonces regresando a la aprobación del testigo social, Secretaria Ejecutiva por favor le da lectura.”

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

ACUERDO CNH.E.28.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13 fracción VII, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la procedencia de iniciar la contratación de un Testigo Social para el procedimiento de contratación del “Servicio Integral para la Administración de la Información Técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos”.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 10:59 horas del día 4 de mayo de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Octava Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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



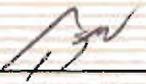
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



Alma América Porres Luna
Comisionada



Néstor Martínez Romero
Comisionado



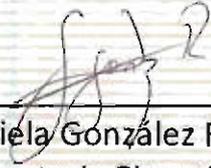
Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva