



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:18 horas del día 23 de junio del año 2016, 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 Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Vigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.1281/2016 de fecha 22 de junio de 2016, respectivamente, 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 fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve las propuestas de Plan de Exploración, de Primer Programa de Trabajo y de Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentadas por Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. en relación al contrato CNH-R01-L01-A2/2015.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve las propuestas de Plan de Exploración, de Primer Programa de Trabajo y de Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentadas por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. en relación al contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1. Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve las propuestas de Plan de Exploración, de Primer Programa de Trabajo y de Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentadas por Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. en relación al contrato CNH-R01-L01-A2/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Doctor Felipe Ortuño Arzate, Director General de Evaluación del Potencial Petrolero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, doctor, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Comisionado Presidente.

El primer documento que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno es el dictamen del Plan de Exploración del Área Contractual 2, correspondiente al contrato CNH-R01-L01-A2/2015, en donde el operador es Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V.

Primeramente, veamos el marco jurídico, es el primer punto que quisiera yo tocar.

La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece dentro de las competencias de la Comisión el regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos, además de administrar en materia técnica los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, establece en su artículo 39 las bases sobre las cuales deberá ejercer sus funciones, mismas que fueron consideradas en la emisión del presente dictamen.

En el contrato mencionado, las cláusulas 4.1 y 4.2 contemplan un periodo inicial de exploración con una duración de cuatro años a partir de la fecha efectiva y la presentación de un Plan de Exploración en el cual se especifican las actividades a realizar por el operador en el Área Contractual.

Los lineamientos prevén la figura de Plan de Exploración como parte integrante de su Anexo 1, específicamente en el Apartado 6, y consideran su



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentación en caso de que el contrato así lo indique, motivo por el cual la Comisión deberá analizar si el plan presentado por el operador cumple con el contenido del apartado en cita.

En cuanto a los antecedentes, podemos mencionar que, en el marco de la Reforma Energética, la Comisión inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1.

La Comisión hizo del conocimiento público el 11 de diciembre de 2014 el proceso de licitación pública internacional CNH-R01-L01/2014 para la adjudicación de Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Someras.

El Acto de Presentación y Apertura de Propuestas se llevó a cabo el 5 de julio de 2015.

El consorcio formado por las empresas Sierra Oil & Gas, Talos Energy LLC y Premier Oil PLC resultó ser el licitante ganador tras cumplir todos los requisitos y presentar la mejor oferta para el Área Contractual 2, con una participación del Estado en la utilidad operativa de 55.99 por ciento y 10 por ciento de incremento al Programa Mínimo de Trabajo.

El 17 de julio de 2015, la Comisión, mediante el acuerdo CNH.E.23.001/15, emitió la adjudicación del Área Contractual al licitante Sierra Oil & Gas y los asociados al consorcio.

El 4 de septiembre de 2015, la Comisión y Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V., formalizaron y firmaron el contrato en comento.

El 18 de diciembre de 2015, el operador sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Exploración para el contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Área Contractual se localiza al poniente de la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste, en la porción correspondiente a la provincia geológica denominada Salina del Istmo.

Cubre una superficie total de 194.5 kilómetros cuadrados, con un tirante de agua promedio de 30 metros.

Las actividades amparadas en este contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas dentro del Área Contractual.

Los recursos prospectivos correspondientes al escenario medio estimados para el Área Contractual al año 2014 por la Comisión son de 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Para el análisis del Plan de Exploración se estableció dentro de la cadena de valor la posición que guarda la ejecución de este plan.

El primer eslabón es la evaluación del potencial petrolero, el segundo eslabón es la incorporación de reservas. Este contrato se ubica justamente en esta parte exploratoria de incorporación de reservas, donde las actividades principales son el procesamiento sísmico, los estudios geofísicos, geológicos, el mapeo de arenas, la restauración estructural. Asimismo, la integración de esta información para definir si existe suficiente información, de tal manera que con la información suficiente se llega a la definición de los prospectos exploratorios para perforar el primer pozo que se establece en el contrato y de ahí definir la siguiente etapa, o bien, dentro de este árbol de decisiones, un desistimiento del plan en la siguiente etapa.

Conforme a la práctica internacional y a la cadena de valor del proceso exploratorio, en esta etapa de incorporación de reservas se advierte que la distribución de actividades aportaría los insumos necesarios y agregaría valor al término del Periodo Inicial de Exploración, manteniendo una secuencia lógica dentro del plan con el objetivo de descubrir acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este sentido, resulta factible la ejecución total de las actividades dentro del primer periodo de exploración, que va del 4 de septiembre de 2015 al 3 de septiembre de 2019, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales en términos de resultados esperados y tiempos de ejecución.

Como datos de referencia tenemos una estimación hacia futuro de incorporación de reservas de aceite de 130 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una incorporación de reserva de gas de 76 mil millones de pies cúbicos, con una PG de 29 por ciento.

Aquí tenemos el cronograma de actividades, en el cual existen tres actividades principales: el reprocesamiento de información sísmica, estudios exploratorios y la perforación de prospectos y la perforación del pozo con trayectoria desviada.

Aquí se describen las actividades que componen estas grandes etapas. La primera es el reprocesamiento de datos sísmicos integrando los volúmenes que ya existen y que tiene el contratista.

Existen los estudios exploratorios, como modelaje de sustitución de fluidos –que prácticamente son los VCD–, el mapeo de arenas y la restauración estructural para llevar a su justa dimensión en el tiempo y el espacio los bloques de esta área.

En la perforación del prospecto tenemos la perforación del prospecto llamado hasta ahora Pakal, la adquisición de registros del mismo pozo, la perforación de trayectoria desviada del mismo pozo y, finalmente, la adquisición de registros de la desviación del pozo desviado.

En la siguiente se resumen todas estas actividades que he mencionado, pero quizá sería conveniente entrar a aquellas que son sustantivas dentro de esta fase exploratoria. Los voy a mencionar de manera general y me voy a detener en esos que llevan más tiempo y que son sustantivos para esta fase del proceso exploratorio.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Este plan considera el reprocesamiento sísmico con el objetivo de unir y reprocesar los volúmenes sísmicos 3D de Geco-Prakla Tucoo, 3D de Western Coatzacoalcos y gathers pre-procesados del Levantamiento Megalitoral 3D. Esto permitiría tener una mejora en la calidad de la imagen sísmica y los resultados podrían orientarse hacia una mejor definición de los prospectos asociados a la tectónica salina presente en el área.

El tiempo estimado de este reprocesamiento es de 10 meses.

Los comentarios que podemos hacer en esta actividad es que el reprocesamiento sísmico realmente representa un importante reto en el plan, derivado de la baja calidad de la información sísmica que se tiene en esta área y de las características geológicas, puesto que existe sal y existe una fragmentación de las formaciones eventualmente contenedoras de hidrocarburos. Sin embargo, considerando las técnicas de última generación que serán aplicadas y las secuencias de reprocesamiento a utilizar, esta actividad resulta adecuada y acorde con el objetivo planteado.

En este sentido, se concluye que el reprocesamiento permitiría mejorar la calidad de los datos sísmicos y con esto generar imágenes más representativas del subsuelo y se daría mayor certidumbre al prospecto multilateral debajo y en el flanco del domo salino presente.

Éste es el modelo conceptual de esta etapa exploratoria.

La estrategia exploratoria es procesar la información sísmica utilizando las técnicas más avanzadas de la industria. Se combinaría la tecnología geológica y geofísica más reciente con la información analógica aplicable para la ubicación óptima del prospecto denominado Pakal-1.

El diseño del pozo Pakal-1 es vertical con un tirante de agua de 30 metros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Si durante la perforación se confirma una zona de interés, el operador perforaría una desviación geológica en forma direccional a partir de una profundidad de aproximadamente 2 mil metros.

Los comentarios a este respecto dicen que el pozo inicial aportaría grandes cantidades de información con la que se podría calibrar la información sísmica, la calidad del yacimiento de las formaciones identificadas, el cuerpo de sal y permitiría ajustar los modelos geológicos y geofísicos.

Las actividades propuestas para adquirir información durante la perforación del prospecto exploratorio son adecuadas para evaluar la formación y, en su caso, definir los mejores intervalos para probar el potencial con prospectos exploratorios adicionales.

Aquí tenemos una imagen que nos presenta la calidad de la sísmica. Este reprocesamiento ayudaría sobre todo a tener una mejor definición de las formaciones que se encuentran debajo de los cuerpos de sal y de esta manera ubicar la mejor posición que podría tener este pozo, ya sea en forma lateral o vamos rodeando también el cuerpo de sal, de tal manera que estas formaciones tenderían a ser exploradas en el Mioceno Superior y en el Mioceno Medio.

Aquí tenemos el Programa Mínimo de Trabajo. Este cuadro resume las unidades de trabajo con cada una de las actividades especificadas en cada renglón.

Vemos que entre las que tienen mayor peso está la perforación del pozo inicial, con 46 mil unidades de trabajo, y la perforación con desviación de trayectoria desviada, que son 48 mil unidades de trabajo.

Aquí se puede apreciar la suma de todas las unidades de trabajo del plan completo en 131 mil 976 unidades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Programa Mínimo de Trabajo más el incremento en unidades de trabajo sería de 85 mil 800.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pasamos antes a la parte del Programa de Inversión, ¿verdad? Adelante, ingeniero Fausto Álvarez.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias, Comisionado Presidente.

Como parte del plan presentado para el bloque 2, lo que corresponde es hacer la evaluación del Programa de Inversiones para el plan por completo.

En términos de inversión total proyectada se tienen 75 millones 34 mil 205 dólares, los cuales los tenemos divididos en perforación, que ocupa un 71.8 por ciento del programa de inversión asociado al plan presentado por Talos para el bloque 2.

En segundo lugar está el componente de la subactividad general, que corresponde a un 24.7 por ciento del total del presupuesto.

En menor proporción se encuentra la parte de geofísica, con el 1.8 por ciento del total del Programa de Inversiones.

También se encuentra la parte de seguridad, salud y medio ambiente con el 1.3, y así subsecuentemente para las otras subactividades.

Lo que se hizo para la evaluación del Programa de Inversiones correspondiente al bloque 2 fue hacer un ejercicio de verificación de que los gastos presentados por el contratista se encontraran en rango. Todo esto se hizo tomando como base referentes internacionales para establecer lo que nosotros denominamos rangos de confiabilidad y entonces sí aplicar una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

evaluación para cada una de las subactividades que se presentaron dentro del plan.

El intervalo que se estableció es del -10 por ciento al +20 por ciento para la evaluación de cada una de las subactividades. El mismo rango se aplicó para la parte del total del Programa de Inversiones para el plan presentado por Talos.

En este sentido, lo que podemos observar aquí es que el Programa de Inversiones totales de Talos por 75 millones de dólares, con base en el análisis que ejecutó nuestra área, se encuentra 1.4 por ciento por debajo de la referencia puntual y, por ende, cae dentro del rango de confiabilidad que se estableció para el análisis del mismo.

Adicional a la definición del Programa de Inversiones para lo que corresponde al Plan de Exploración, se hizo también la evaluación de indicadores económicos asociados al plan. Esta evaluación de indicadores económicos se hizo con base en una evaluación de lo que sería el proyecto futuro que presenta la compañía.

En este caso, podemos observar en esta parte cuáles fueron los supuestos que utilizó el contratista para hacer la evaluación económica del proyecto futuro.

Aquí nos presentan los valores antes de impuestos y los valores después de impuestos. Es importante recalcar aquí que todos los valores que presenta el contratista se encuentran en valor presente esperado, esto quiere decir que ya incluyen el riesgo.

Otras características importantes en términos del análisis que se realizó fue que la tasa de descuento que se utilizó fue del 10 por ciento, que se encuentra en una práctica general.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asimismo, como lo mencioné, el riesgo asociado para obtener el valor presente esperado fue del 29 por ciento, como lo comentó también el doctor en su exposición.

Finalmente, se tomó la premisa del precio de aceite en 65 dólares por barril y en 3 dólares por miles de pies cúbicos de gas.

El análisis que se realizó fue hacer un análisis de sensibilidades. Se eligieron tres variables que modificamos para establecer la viabilidad de lo que nos presentaba el contratista.

En primera instancia, lo que se hizo fue hacer un análisis de sensibilidad en variación del precio. Con base en ese análisis, el contratista nos presenta que el valor presente esperado es de 165 millones de dólares. Con base en nuestro análisis, podemos observar que se encuentra en rango.

Adicional a eso, otro análisis que realizamos fue el definir el break-even del proyecto. Para tal instancia se encontró, con base en nuestro análisis, que el break-even del proyecto estaría dentro de los 32 dólares, muy por debajo de la evaluación, por lo que vemos que el proyecto es robusto en términos de precios, hay un rango bastante amplio en el cual podría moverse.

El mismo análisis de sensibilidad se hizo para la parte de costos. En este sentido, lo que hicimos fue mover el costo total y ver cómo era la afectación al proyecto como tal. En este caso, de igual manera podemos observar en esta parte de aquí, que es el valor presente esperado presentado por Talos para este plan, y de igual manera observamos que está dentro de los rangos que establecimos y, por ende, consideramos adecuados.

Es importante recalcar aquí que en esta parte izquierda de la presentación ustedes pueden observar lo que es el valor presente esperado antes de impuestos y del lado derecho podemos observar lo que es el valor presente esperado después de impuestos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De igual forma, en los costos encontramos que la evaluación que hace el contratista Talos está por debajo de nuestra estimación, por lo que consideramos que el escenario medio o base que consideró es una estimación bastante eficiente, lo que nos hace pensar en estas eficiencias que estas nuevas compañías traen en términos de operatividad y operación a la hora de trabajar en estas áreas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, déjeme preguntarle. Para este Plan de Exploración, esta evaluación económica que presenta la empresa y que ustedes están analizando, ¿cuáles son los costos por barril que tiene estimados la empresa para el proyecto?

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- La estimación está en alrededor de 13 dólares por barril.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ese costo que estima la empresa, 13 dólares, incluye exploración, descubrimiento, desarrollo y producción.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, es el costo integrado.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Este consorcio de Talos, Sierra y Premier está estimando tener costos de producción y de exploración, todo incluido, de 13 dólares por barril.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues sí, muy eficientes. Y mencionó también el punto de equilibrio, ya considerando impuestos, ¿el proyecto para ellos es rentable con un precio de cuánto?

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- De 32 dólares.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A mí me gustaría saber cuál es el perfil de producción que se está considerando, porque eso tiene mucho que ver con el costo de producción, desarrollo, exploración, etcétera. ¿Cuál sería el perfil de producción de esa propuesta que presenta la compañía?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Licenciado Manuel Chávez, ¿cuál es la producción que está estimando la empresa como producción acumulada? Estamos en el contrato 2.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE PLANEACIÓN, MAESTRO JOSÉ MANUEL CHÁVEZ DE LA PARRA.-En el escenario medio, el contratista, con los perfiles de flujos económicos que nos presentó, estima que va a acumular en ese proyecto 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es lo que espera recuperar de hidrocarburos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE PLANEACIÓN, MAESTRO JOSÉ MANUEL CHÁVEZ DE LA PARRA.-Correcto. Sin embargo, el perfil anual puntual no lo tenemos para ilustrarlo, pero aparece en el dictamen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Otra vez. ¿El volumen a extraer es cuánto?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE PLANEACIÓN, MAESTRO JOSÉ MANUEL CHÁVEZ DE LA PARRA.-El volumen esperado a extraer en el escenario medio es de 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esos 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente los saca con un posible desarrollo de perforar este pozo y ponerle más pozos alrededor, infraestructura, etcétera, no nada más estos 75 millones de dólares que son para la pura exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Correcto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuánto es de inversión para el posible desarrollo?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE PLANEACIÓN, MAESTRO JOSÉ MANUEL CHÁVEZ DE LA PARRA.- Me parece que son 918 millones de dólares.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Ese es el análisis que se hizo con base en la sensibilidad en la parte de los costos.

De igual manera, se hizo el análisis de sensibilidad para la parte de volumen, donde se hizo la variación de los volúmenes estimados alrededor del volumen presentado por el contratista, que es de 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Muy similar a casos anteriores, lo que se hizo fue encontrar cuál era el tamaño mínimo de descubrimiento dentro del cual todavía el proyecto sería rentable.

Lo que podemos observar en ese sentido es que existe también un gran rango dentro de lo que está proyectando el contratista contra el tamaño mínimo esperado de descubrimiento.

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

Terminamos ya la presentación del Plan de Exploración y su Programa de Inversiones. Me gustaría abrir a comentarios de los comisionados, si les parece bien. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente.

Solamente quisiera hacer una precisión. Se establece en los antecedentes, en cuanto al marco jurídico, que —entre otras disposiciones legales— se está fundamentando en el Anexo I.VI de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Realmente, es todo el Anexo, no sólo el punto VI. De hecho, el nombre del Anexo es Guía para la Presentación de Planes de Exploración. Solamente es una precisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado. Hagamos la precisión, por favor, Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Claro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario, colegas comisionados? Por favor, doctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Una vez dicho esto y presentado los elementos exploratorios técnicos que se recorrieron y los elementos financieros, es necesario también mencionar el Programa de Administración de Riesgos presentado por el operador conforme a la Cláusula 13.3 del contrato, así como los artículos 13 y 14 de Lineamientos, que fue evaluado por la Agencia y aprobado en sus términos.

El Programa de Administración de Riesgos contiene las políticas de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, en términos del artículo 130 de la Ley y 13 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Esto con respecto a la Agencia.

Con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, el operador lo presentó conforme a la Cláusula 18.3 del contrato, así como los artículos 13 y 14 de los Lineamientos, y fue evaluado por la Secretaría de Economía y aprobado en sus términos.

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado considera la participación local en el proyecto, de conformidad con el artículo 126 de la Ley y la Metodología para la Medición de Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos emitida por la Secretaría de Economía.

Cumpliendo con todos estos aspectos, se somete a consideración de este Órgano de Gobierno que se pronuncie en sentido favorable para la aprobación del Plan de Exploración para el Área Contractual 2 correspondiente al contrato CNH-R01-L01-A2/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor. ¿Algún comentario adicional en relación con el Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Exploración y su Programa de Inversiones de este primer contrato del consorcio Talos, Sierra y Premier, que es el contrato 2? ¿No?

Siguiendo el orden que ya habíamos seguido en nuestra sesión anterior con el plan de ENI, pasaríamos a votar este Plan de Exploración con su Programa de Inversiones respectivo. Secretaria Ejecutiva, da lectura, por favor, a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Únicamente ponerles a consideración la aprobación del Plan de Exploración, que incluye el Programa de Inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas, les pregunto si están a favor de aprobar este Plan de Exploración con su Programa de Inversiones. Quienes estén a favor, les pido sean amables de levantar la mano.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias, comisionados. El Plan de Exploración del Área Contractual 2 se aprueba por unanimidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Pasamos ahora al Programa de Trabajo y Presupuesto del primer año. Doctor.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Es la evaluación del Primer Programa de Trabajo del Área Contractual 2. Ya vimos el plan completo, aquí solamente se analizan las actividades hasta 2016.

La aprobación del primer programa de actividades tiene dos componentes: la evaluación técnica de este conjunto de actividades en el primer año con su documento adicional, que es el Presupuesto del año 1.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En este caso, nada más recorrería de manera rápida las actividades que están presentadas en este primer año, clasificadas de acuerdo con los tópicos que están aquí mencionados.

El componente general, que se refiere a la administración, gestión de actividades y gastos del proyecto.

La componente geofísica, que son sobre todo las actividades de procesado, interpretación y pre-procesado de datos sísmicos.

La parte de estudios geológicos, que se refiere a los estudios petrofísicos, pero más propiamente a la cartografía de las facies sedimentarias.

Finalmente, las actividades previas que se han realizado –seguridad, salud y medio ambiente– referidas sobre todo a estudios de impacto ambiental y a la prevención y detección de incendios y fugas de gas.

En la siguiente vemos marcadas en rojo las actividades sustantivas dentro de este primer año de trabajo y se refieren sobre todo al procesamiento sísmico en tiempo, en profundidad y los estudios de AVO, para pasar a los estudios exploratorios de tipo geológico.

En la siguiente vemos una síntesis de estas actividades que ya fueron descritas en la primera secuencia de trabajo del plan.

De acuerdo con lo dicho, sometemos a consideración del Órgano de Gobierno el presente documento soporte de decisión para aprobar el Primer Programa de Trabajo asociado al Plan de Exploración para el Área Contractual 2 correspondiente al contrato CNH-R01-L01-A2/2015. La aprobación de este Primer Programa de Trabajo sólo significa que el operador tiene autorización técnica para realizar las actividades contempladas en el mismo, conforme a lo establecido en la Cláusula 10.6 del contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor. Votamos ahorita el primer Programa de Trabajo y luego su correspondiente Presupuesto. Antes de eso, ¿algún comentario, colegas?

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Nada más precisar que las actividades que se están aprobando en el marco del Programa de Trabajo tienen que cumplir también con la normatividad aplicable en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es decir, las actividades de reprocesamiento sísmico deben mandar un aviso conforme a la regulación de autorizaciones de reconocimiento y exploración superficial y cumplir con la normativa aplicable.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión. ¿Algún otro comentario? Pregunto si están a favor de aprobar el Primer Programa de Trabajo relativo al contrato 2 del consorcio Talos, Sierra y Premier en los términos antes expuestos y con la información de detalle que se les ha hecho llegar, de ser el caso, les pido, por favor, manifestarlo levantando la mano.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias, comisionados. El Primer Programa de Trabajo del Área Contractual 2 se aprueba por unanimidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Secretaria. Pasamos al Presupuesto correspondiente a ese Programa de Trabajo de este primer año del contrato 2 del consorcio antes referido. Maestro Álvarez.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias, Comisionado Presidente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que procede ahora es hacer la evaluación del Presupuesto asociado al programa del primer año. Lo que haríamos aquí sería emitir una opinión de aprobación o no del primer Presupuesto de Costos del contrato CNH-R01-L01-A2/2015 entregado por el consorcio Talos, Sierra y Premier, asociado al Programa de Trabajo del primer año del Plan de Exploración del Área Contractual 2 de la Primera Licitación de la Ronda 1.

Antes de entrar al análisis detallado del Presupuesto de Costos, considero necesario hacer la precisión de que dicho análisis se hace al nivel de subactividad petrolera, tal como fue presentado por el contratista.

Para el caso que nos compete en este análisis evaluamos siete subactividades, las cuales son: la subactividad general, geofísica, geología, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías, perforación de pozos y, finalmente, la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente.

Considero que también es importante precisar que, dependiendo de la actividad petrolera, son las correspondientes subactividades que se requieren evaluar para cada una de ellas.

En términos de los criterios de evaluación, la metodología que se utilizó en primera instancia fue la realización de una revisión de congruencia entre lo que fue el presupuesto presentado con respecto al Programa de Trabajo. Posteriormente, se hizo un análisis comparativo de los costos para ubicarlo dentro de parámetros internacionales.

Muy similar a lo que se hizo con el análisis del Programa de Inversiones asociado al plan, en esta misma instancia se realiza el mismo ejercicio de verificación de rangos, que se encuentren los datos dentro de un rango bajo el mismo intervalo establecido de -10 a +20 por ciento.

En tercera instancia, también se hizo la parte de la justificación presentada por los contratistas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el análisis comparativo de los costos, para que quede un poco más claro en términos de cómo se buscó esa referencia internacional, el primer paso es determinar si había un símil dentro de nuestra base internacional de costos. Si encontrábamos esa determinación, lo que hacíamos es que la integrábamos dentro del dictamen.

En caso de que no se encontrara esa referencia, el siguiente paso era la búsqueda de otras fuentes, como material o consulta a especialistas, para definir esa referencia internacional.

En caso de que no se consiguiera, lo que hacíamos era ir a otros proyectos de dictamen para hacer la comparación del contrato con los símiles. En ese sentido, lo que hacíamos es que se integraba a la parte del dictamen.

En caso de que no encontráramos símiles, la última de las instancias eran las justificaciones que nos presentaba el contratista.

En términos de la opinión en cuanto a la evaluación del contrato, también es importante mencionar que esto se establece en la Cláusula 11.1 del contrato, donde menciona que el contratista deberá presentar para la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, conforme a los procedimientos de contabilidad, un presupuesto de los costos.

En segunda instancia, la CNH resolverá sobre la propuesta de los presupuestos de manera simultánea a la aprobación del Programa de Trabajo correspondiente.

Todos los proyectos de presupuestos deberán ser comercialmente viables, razonables y consistentes con los requisitos de este contrato, sus anexos y las mejores prácticas de la industria.

Finalmente, establece que los proyectos de presupuestos deberán, en primera instancia, denominarse en dólares, incluir un estimado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pormenorizado de los costos necesarios para implementar las actividades petroleras descritas en el Programa de Trabajo al que corresponda dicho presupuesto, incluir el calendario de erogaciones estimadas de los costos, indicar cualquier supuesto o premisa utilizada en la elaboración del mismo y contener el alcance suficiente para permitir a la Comisión la evaluación adecuada de los mismos con base en los procedimientos de contabilidad.

En este sentido, el primer Presupuesto de Costos presentado por el contratista tiene un monto total de 10 millones 2 mil 882 dólares.

El componente principal es el de la subactividad general, que ocupa un 78 por ciento.

En segunda instancia aparece la subactividad de geofísica con un 14 por ciento.

En tercera instancia, la parte de seguridad, salud y medio ambiente con un 7 por ciento.

Finalmente, la parte de geología con un 1 por ciento.

Lo que haremos en esta instancia es ir sobre el análisis de cada una de estas subactividades bajo el ejercicio de verificar que se encuentren dentro de lo establecido en nuestros rangos de referencia.

En primera instancia tenemos la parte de la subactividad general. En el primer Presupuesto de Costos se nos presenta una cantidad de 7 millones 851 mil 662 dólares que principalmente corresponden a lo que son actividades de administración, gestión y gastos del proyecto. Los componentes que tienen un mayor impacto en esta tarea es la parte de las garantías de cumplimiento, que equivalen a un 59 por ciento, la parte de salarios, que equivale a un 34 por ciento, y la parte de la implementación del sistema de contabilidad, que equivale a un 3 por ciento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El comparativo que se hizo para esta subactividad se construyó a partir de salarios de referencia y los costos con garantías similares.

En ese sentido, observamos aquí que el monto presentado para la subactividad general está dentro del rango de referencia establecido.

Para la parte de la subactividad geofísica corresponde al 14 por ciento, que equivale a 1 millón 351 mil dólares, que es la parte del reprocesamiento sísmico y procesamiento de imágenes, tal como lo mencionaron en la explicación del plan y del programa. El trabajo al que éste corresponde incluye un total de reprocesamiento de mil 16 kilómetros cuadrados. Lo que expresa el contratista es que en este reprocesamiento sísmico se contrató a un tercero en la modalidad de uso exclusivo de los datos.

El rango de referencia que se construyó para esta subactividad se hizo a partir de los precios de la sísmica multicliente, estableciendo ese como el mínimo, y como base máxima, el estudio de uso exclusivo máximo en términos de costo.

Bajo ese análisis, podemos observar que el monto presentado para la subactividad de geofísica está dentro del rango de referencia.

La parte de la subactividad de geología, como lo habíamos mencionado, corresponde al 0.6 por ciento, esto son prácticamente 65 mil dólares del Presupuesto de Costos del primer año y equivale a estudios petrofísicos.

El rango se construyó con base en el número de horas hombre de especialistas utilizados para cada uno de los estudios.

Con base en ese análisis, encontramos que lo que nos presentan está dentro de los rangos de referencia establecidos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En última instancia tenemos la parte de la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente, que corresponde a 735 mil 220 dólares. Dentro de los principales componentes de esta subactividad tenemos la parte de los estudios de impacto, que incluye la línea base ambiental y los permisos, y está la parte de la prevención y la detección de incendio y fugas de gas.

El rango para esta subactividad se hizo con la comparación con base en lo observado en otros contratos en aguas someras para los estudios presentados.

Con base en ese análisis, observamos que lo que se nos presenta dentro de este primer Presupuesto de Costos está dentro del rango de referencia establecido.

En esta lámina podemos observar el resumen de lo que acabamos de comentar.

En la primera columna podemos observar el presupuesto total para este programa del primer año, donde podemos observar que los 10 millones que se están analizando caen dentro del rango de referencia que se estableció. De igual manera, podemos observar lo mismo para cada una de las subactividades que analizamos: la subactividad general, subactividad de geofísica, la subactividad de geología y la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente.

Con base en este análisis y utilizando estos niveles de aprobación en este Presupuesto 2015-2016, podemos observar que Talos está solamente por un 0.1 por ciento por debajo de la referencia internacional, está básicamente en rango con base en nuestras estimaciones puntuales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Justo en el promedio de la referencia internacional.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.
Gracias, ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Para dar una breve síntesis,
podemos observar que, con base en nuestro análisis, el Presupuesto
presentado por el contratista incluye los costos en los que va a incurrir
durante este primer año contractual, que incluye los 12 meses a partir de la
fecha efectiva de la firma del contrato más los meses que falten para
completar el año calendario siguiente.

Asimismo, se puede observar que el presupuesto fue elaborado conforme a
los procedimientos de contabilidad y catálogo de costos.

De igual manera, el proyecto de Presupuesto resulta ser comercialmente
viable, razonable y consistente con los requisitos del contrato, sus anexos y
las mejores prácticas de la industria, y se encuentra en rango respecto de los
precios de mercado que nosotros analizamos.

Finalmente, el presupuesto presentado por el contratista cumple con los
requisitos establecidos en la Cláusula 11.1 del contrato. Por ello, la Dirección
General de Estadística y Evaluación Económica emite una opinión favorable
con respecto a este primer Presupuesto de Costos correspondiente al
contrato CNH-R01-L01-A2/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas
gracias, ingeniero Álvarez. Colegas, el dictamen técnico sobre el Presupuesto
de este contrato número 2 está a su consideración. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, Presidente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Una pregunta, ingeniero. En el tema de los costos administrativos me llamó la atención el tema de la garantía de cumplimiento. Recordemos que éste es un contrato de producción compartida con recuperación de algunos costos y el porcentaje de la garantía de cumplimiento, que lo entiendo como el costo financiero de esa garantía, es del 59 por ciento, pero éste no es un costo que sea recuperable, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- No, correcto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada más quería precisar ese punto.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Esa precisión irá dentro del documento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Forma parte del presupuesto de la empresa, pero el costo financiero de la garantía de cumplimiento no es un gasto deducible, no es un gasto recuperable, eso está claramente definido en la normativa del contrato y de la Secretaría de Hacienda. Como señala el ingeniero, se hará la anotación —el proyecto de dictamen así lo contempla— para hacerlo explícito; forma parte del presupuesto, pero no es un gasto recuperable. Muchas gracias por la precisión, Comisionado. Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Este bloque 2 tiene un contratista de nombre diferente del 7, como lo vamos a ver más adelante. Éste se llama Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V., y el otro se llama igual, nada más 7. ¿Qué implicaciones tendría que fuera el mismo nombre? Por ejemplo, estoy viendo en la lámina sistema de contabilidad, hay un costo ahí. Si fuera la misma empresa, ¿podrían compartir ese presupuesto? ¿Cuál es la razón por la que hay dos compañías diferentes?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En contratos de producción compartida, en donde se permite la deducción de costos, no se permite la consolidación de costos entre contratos, es decir, hay un cerco fiscal a nivel contractual. No se permite tomar los gastos de un contrato y deducirlos en otro, eso no se permite. Lo que sí permite la regulación fiscal es, como en cualquier empresa, una consolidación a nivel impuesto sobre la renta, o sea, a nivel impuesto sobre la renta, sí se permite; a nivel de contrato y de estas deducciones, cada contrato tiene sus deducciones y no se permite consolidar gastos. Yo no puedo tomar los gastos de un contrato y ponerlos en el otro, eso no se permite.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso es que tienen dos nombres diferentes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Seguramente. Esta empresa así lo resolvió, pero aun cuando haya sido una S.A. que suscribe dos contratos, o sea, pudo haber sido la misma S.A. que suscribe dos contratos y, de cualquier forma, no se consolidan los gastos. Cada contrato tiene sus gastos y no se consolidan, no se permite llevar los gastos de un contrato a otro. La única suma de gastos se puede dar a nivel impuesto sobre la renta, pero a nivel contractual —que es lo que estamos viendo aquí— no hay consolidación de gastos.

La empresa pudo —presumo yo— haber tenido una figura corporativa y suscribir dos contratos, decidió tener dos. En cualquiera de los dos escenarios, no hay consolidación de costos.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Así es. No comparten costos, cada contrato ejerce sus propios gastos y lo que se comparte de manera natural lo tienen que presentar por separado. En este caso serían, por ejemplo, los costos de oficina.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces, ¿la regla va a ser que cuando una empresa tenga varios contratos con la CNH, va a tener que poner empresas específicas diferentes?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No necesariamente. Este consorcio decidió tener dos sociedades anónimas, puede ocurrir que el día de mañana otro consorcio o este mismo utilice la misma figura corporativa para tener dos contratos, pero insisto, eso no implica que eso les permita consolidar para efectos del contrato. Aquí decidieron tener dos figuras corporativas, eso tendrá algunas facilidades para ellos, pero para efecto de la contabilidad y la deducción de gastos, es lo mismo.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario, colegas? Comisionado Acosta, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

El contratista presentó su proyecto de presupuesto desglosado en actividad, subactividad y tarea. Aquí nosotros estamos haciendo un análisis de actividad y subactividad. El presupuesto se ha venido presentando hasta el nivel de subactividad para ser aprobado por parte del Órgano de Gobierno sólo como actividad y subactividad, y no como tarea, a pesar de que el análisis sí se está haciendo como tarea.

Esto lo menciono porque se ha decidido en las discusiones previas al Órgano de Gobierno que aprobar el presupuesto hasta el nivel de tarea implicaría un proceso poco operativo, ya que las cláusulas del contrato establecen que cualquier modificación del presupuesto tiene que ser autorizada por el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Esto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

implicaría que algo tan operativo y tan específico como las tareas, en caso de que se requiera hacer algún movimiento, tendría que ser modificado el presupuesto, y lo que nosotros estamos haciendo es cuidar que el techo de la subactividad aprobada sea el que no se modifique. En caso de que se vaya a modificar, entonces sí tendría que ser sometido al Órgano de Gobierno.

De esta manera permitimos que las posibles transferencias que se pudieran hacer en las tareas pudieran ser realizadas sin necesidad de venir a aprobación previa del Órgano de Gobierno. Esto no implica que éstas puedan saltar los términos de referencia internacional en cuanto a los costos que estamos estableciendo, ya que también serán vigilados a la hora de la ejecución y tendrán que cumplir con los lineamientos emitidos en la materia por parte de la Secretaría de Hacienda.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias por la precisión, Comisionado Acosta. ¿Alguna otra observación? Doctora Comisionada Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es un comentario para los que les gustan las estadísticas, tiene que ver con el recurso prospectivo que calcularon los operadores para esta Área Contractual. Curiosamente, es el mismo recurso prospectivo del medio que había calculado la Comisión antes de la licitación. Es curioso porque, como es una interpretación, normalmente es diferente. En este bloque en específico fueron 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el cálculo que hace el operador es exactamente el mismo; sin embargo, tiene una probabilidad geológica diferente. La probabilidad geológica que había calculado la Comisión era 40 por ciento y el operador está manejando el 29 por ciento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un dato interesante. Este mismo número es el que nosotros publicamos cuando se lanzó la licitación, hasta ahora no ha variado por parte de la empresa contratista, 142 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Qué bueno que salió ahorita lo de la probabilidad geológica. Este bloque trae 29 por ciento, como ya se dijo, me gustaría que para la próxima exposición, para el 7, el doctor Felipe Ortuño nos explicara un poquito más acerca de cómo se hace ese cálculo, porque el otro bloque trae 35 por ciento de probabilidad. ¿Por qué en uno 35 y en otro 29? Sería muy bueno que pudiera haber una explicación más detallada. En la exposición para este bloque 2 se dijo que hay una PG de 29 y, posiblemente, mucha gente se quedó pensando qué será la PG. Puede ser en el siguiente, en el bloque 7, que nos explique por qué 35 por ciento el otro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Me parece muy bien. ¿Algún otro comentario, Secretaria Ejecutiva, colegas? ¿No?

Ésta fue la exposición del Presupuesto del primer año del Programa de Trabajo correspondiente al primer periodo del contrato 2. Pregunto, comisionados, si están a favor de aprobar el Presupuesto del primer Programa de Trabajo para este contrato 2 presentado por el consorcio Talos, Sierra y Premier. Quienes estén a favor de aprobarlo, les pido sean amables de levantar su mano.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.25.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto por Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. en relación con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el contrato CNH-R01-L01-A2/2015 y resuelve las propuestas de Primer Programa de Trabajo y de Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo.

ACUERDO CNH.E.25.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones VI y XII, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos; 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 4.1, 10.1, 10.2, 11.1 y 11.2 del Contrato CNH-R01-L01-A2/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, autorizó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentados por Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. en relación con el mencionado contrato CNH-R01-L01-A2/2015.

II.2. Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve las propuestas de Plan de Exploración, de Primer Programa de Trabajo y de Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentadas por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. en relación al contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día el Comisionado Presidente, dio la palabra al Doctor Felipe Ortuño Arzate, Director General de Evaluación del Potencial Petrolero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Comisionado Presidente.

En este caso, sometemos a consideración del Órgano de Gobierno la evaluación del Plan de Exploración del Área número 7.

Quisiera precisar que la secuencia es muy similar, la secuencia es prácticamente la misma, de tal manera que yo quisiera ir directamente a los antecedentes para resaltar algunos datos que son importantes y que hacen la diferencia en este aspecto.

Para el Área número 7 el operador Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., se adjudicó el bloque con una participación del Estado en la utilidad operativa del 68.99 por ciento y 10 por ciento de incremento al Programa Mínimo de Trabajo.

El 4 de septiembre de 2015, como en el caso anterior, la Comisión y Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., formalizaron y firmaron el contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

El 18 de diciembre, también como en el caso anterior, el operador sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Exploración del contrato para su dictamen.

El Área Contractual se ubica también en las Cuencas del Sureste. El Área 2 estaba localizada más o menos en esta posición, el Área 7 se encuentra al noreste del Área anterior y está localizada también en las Cuencas del Sureste, en la porción marina correspondiente a la provincia geológica Salina del Istmo.

Esta Área cubre una superficie de 467.8 kilómetros cuadrados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las actividades pueden realizarse en todas las formaciones geológicas dentro del Área Contractual.

La probabilidad media de los recursos prospectivos asociados al Área Contractual estimados al 2014 es de 102 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Aquí tenemos el mismo esquema, también está en la fase de incorporación de reservas, pero me detengo en los pronósticos de incorporación de reservas. Una vez que esta Área ya se encuentre en esa etapa de desarrollo, el operador estima la incorporación de reservas de aceite en 186 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la incorporación de reservas de gas en 129 mil millones de pies cúbicos, con una probabilidad geológica de 35 por ciento.

¿Cómo se calcula esta probabilidad geológica? Durante los estudios previos, cuando se hace la interpretación sísmica, cuando se convierte en modelos geológicos y se ve la integralidad de todo el subsuelo y cómo funcionó el sistema petrolero, se califican los elementos y los procesos del sistema petrolero.

En el caso particular de la probabilidad geológica, interviene la probabilidad de roca generadora. Cuando un sistema petrolero está probado, la probabilidad es 1.

La roca almacenadora también tiene una probabilidad. Cuando no hay certeza en la roca almacenadora, la probabilidad empieza a bajar, ya no es 1.

El tercer elemento es la roca sello. Si con los estudios que se han hecho no ha sido posible determinar la superposición de la roca sello dentro de las trampas, también tiene una probabilidad que puede ser 0.5, 0.7, de acuerdo con el entorno geológico que se conozca del sistema petrolero.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Otro elemento que se multiplica es la probabilidad de la migración de los hidrocarburos. En este caso, estamos en una zona con un sistema petrolero ya probado, de tal manera que, en este caso, la migración de los hidrocarburos de la roca generadora a la roca almacenadora debe ser más o menos alta.

Finalmente, lo que se califica como quinto elemento es la sincronía de que estos elementos y estos procesos se sucedan en el orden del tiempo adecuado para que haya entrapamiento de hidrocarburos, es decir, la roca generadora expulsa los hidrocarburos, los hidrocarburos van migrando, debe de haber trampa antes de esa migración para que puedan acumularse y, finalmente, ese conocimiento también tiene una probabilidad.

La probabilidad geológica es producto de la multiplicación de estos cinco elementos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En ese sentido, el bloque 7 es mejor que el bloque 2.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Así es.

Dentro de esta fase exploratoria tenemos las mismas etapas que en el caso anterior. Tenemos el reprocesamiento de información sísmica, los estudios exploratorios, la interpretación sísmica, la perforación de prospectos exploratorios y la actualización del modelo geológico, siendo las actividades sustantivas en esta fase exploratoria el reprocesamiento de información sísmica y la perforación de prospectos exploratorios.

Si nos vamos al reprocesamiento de información sísmica, aquí vemos que el operador manifiesta que llevará a cabo una etapa de reprocesamiento sísmico a partir de los volúmenes disponibles con que cuenta mediante el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estudio denominado Reprocesamiento y generación de imágenes de los volúmenes Cequi y Bolol 3D fusionados sobre el área del bloque 7.

El área total de cubrimiento sísmico disponible para el Área Contractual a reprocesar, incluyendo el buffer, es de mil 400 kilómetros cuadrados.

El tiempo estimado para este reprocesamiento es de 10 meses.

Los comentarios que se hacen a lo planteado por el operador es que el reprocesamiento sísmico es la base para la ejecución del plan.

Las técnicas a utilizar se identifican adecuadas para las características geológicas del subsuelo, en donde existe una compartimentalización de los horizontes almacenadores y la presencia de sal.

El reprocesamiento permitiría mejorar la calidad de los datos sísmicos y con esto generar imágenes con una mejor resolución para tomar decisiones.

Los tiempos estimados para el reprocesamiento son acordes también a la práctica internacional.

El área propuesta para reprocesamiento sísmico es necesaria para tener una buena imagen del Área Contractual y además ver el entorno en caso de que haya efectos de borde que no permitan ver estructuras que están cerca del límite.

Aquí tenemos a manera conceptual el pozo exploratorio y el pozo desviado que están proponiendo por la presencia de esta sal. El operador propone definir el potencial en el área perforando un pozo inicial, que llama Zama-1, con profundidad total de 4 mil 134 metros. En caso de encontrar alguna formación de interés, plantea una desviación que se llamaría Zama-ST1.

En el prospecto Zama-1 se identifica el objetivo A, correspondiente al Mioceno Superior, con probabilidad de éxito geológico del 35 por ciento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Los comentarios que podemos hacer a esto es que la perforación vertical de este pozo definiría parcialmente el potencial petrolero y mediante la perforación de la desviación de este pozo se definiría a mayor detalle el potencial y las características de las estructuras de la secuencia sedimentaria que están debajo de ese cuerpo de sal.

Por lo tanto, las actividades propuestas para adquirir información durante la perforación son adecuadas para evaluar la propuesta exploratoria y de acuerdo con las mejores prácticas en este tipo de casos, coadyuvando al mismo tiempo en la reducción de riesgos operativos durante la perforación.

Aquí tenemos el ejemplo, está el pozo Zama con el pozo vertical y la desviación. En este caso, la sección sísmica se ubica en un área donde no se ve el cuerpo de sal, pero en la medida en que nos movemos en la misma dirección, veremos cuerpos de sal también aquí.

El prospecto Zama se propone en una secuencia clástica del Mioceno Superior.

La ubicación del prospecto está basada en el análisis preliminar de la información sísmica.

Aquí podemos mencionar que la profundidad vertical es de 3 mil 550 metros.

El pozo desviado sería de 4 mil 134 metros medidos de manera lineal.

Se observa que el prospecto Zama propuesto por el operador atravesaría varias formaciones geológicas hasta llegar al objetivo planteado, lo que requiere conocimiento geológico de dichas formaciones y la identificación de posibles zonas con contenido de hidrocarburos que lograrían identificarse gracias al reprocesamiento sísmico y a la interpretación, de tal manera que tendrían mejor definición estas zonas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí tenemos la primera formación objetivo y el pozo desviado alcanzaría la siguiente dentro del Mioceno Superior-Mioceno Medio.

En la siguiente tenemos el cálculo del Programa Mínimo de Trabajo con las unidades de trabajo. Como en el caso anterior, se tienen relacionadas todas las actividades sustantivas técnicas de exploración.

La perforación del pozo inicial tiene 41 mil 250 unidades de trabajo.

La perforación desviada tiene un equivalente de 34 mil 776 unidades de trabajo.

El total es de 108 mil 469 unidades de trabajo a ejercer.

El Programa Mínimo de Trabajo más el incremento en unidades de trabajo es de 72 mil unidades de trabajo.

En este momento pasamos a ver el Programa de Inversiones.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchísimas gracias, doctor.

Como en el caso anterior, presentamos la evaluación del Programa de Inversiones para el bloque 7.

El monto total que nos presenta el contratista es de 85 millones 454 mil 260 dólares, dentro de los cuales el principal componente es la parte de perforación de pozos. En segunda instancia, en términos de importancia, está la parte de subactividad general.

Como se hizo en el caso anterior, en términos de la composición del Programa de Inversiones podemos observar que el presupuesto total, así como todas las subactividades asociadas a este Programa de Inversiones, se encuentran dentro de los rangos establecidos en nuestro análisis.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Utilizando estos niveles de aprobación, el Programa de Inversiones de Talos 7 está 11.8 por encima de la referencia internacional puntual que se utilizó.

Como se hizo para el caso del bloque 2, en términos de la evaluación de indicadores económicos se nos presentaron las premisas y los valores que utilizaron para la evaluación de este bloque.

En términos del análisis de sensibilidad con respecto al precio podemos ver que el valor esperado por el contratista es de 259 millones de dólares. Con base en nuestro análisis, podemos observar que existe un gran rango en el cual se podría mover si hubiera una variación dentro de los precios.

Como se hizo en el caso anterior, del lado izquierdo, en color naranja, tenemos la parte que contiene las deducciones contractuales y del lado derecho las tenemos con el efecto del impuesto sobre la renta.

En ese mismo sentido, para la parte de los costos, muy similar a lo que ocurrió en el caso del bloque 2, podemos observar que el costo integrado por barril que nos presenta el contratista es de 11 dólares, que está igualmente por debajo de nuestras estimaciones para esa zona.

Finalmente, en términos de volumen se hizo un análisis prácticamente igual al que se realizó en el bloque anterior, donde hicimos variaciones de volumen alrededor del escenario medio y también encontramos que existe esa holgura en términos del volumen presentado por el contratista y el tamaño mínimo de descubrimiento para este bloque.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, maestro Álvarez.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Planteados los elementos exploratorios y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Programa de Inversiones, lo que planteamos al Órgano de Gobierno es aprobar el Plan de Exploración del Área 7 con su Programa de Inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Paso a abrir la mesa a comentarios. Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Tengo una duda que me surgió ahorita. Esta Área es un poco más profunda de tirante de agua, ¿las profundidades de las formaciones son más profundas o más someras? Porque los costos que se están manejando son más económicos que los del Área 2. Si entendí bien, aquí son 11 dólares y en la otra son 13 dólares. ¿Cuál es la lógica de esa diferencia?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Doctora Alma América, el tirante de agua, efectivamente, es más profundo, está entre 150 y 170 metros, de acuerdo con lo declarado por el contratista. La evaluación económica muestra costos más pequeños, alrededor de 11 dólares, pero esto es debido al volumen que se espera recuperar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es mayor el volumen.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Exactamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario? Pregunto a los comisionados si están a favor de aprobar el Plan de Exploración con su Programa de Inversiones en relación con este contrato número 7 del consorcio Talos, Sierra y Premier. Quienes estén a favor, les pido manifestarlo levantando la mano.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias, comisionados. Se registra la votación, el Plan de Exploración del Área Contractual 7 se aprueba por unanimidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Secretaria. Pasamos ahora al Programa de Trabajo y Presupuesto del primer año. Doctor, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Es el mismo esquema que el caso anterior. Este programa de actividades y presupuesto de gastos se compone del programa de actividades con su evaluación técnica, la consistencia con el plan y el presupuesto del año 1.

Las actividades del primer año están planteadas aquí dentro de los mismos rubros, en donde se plantea en la parte general la administración y la gestión de las actividades, el procesamiento sísmico con todas sus características, estudios geológicos regionales en el rubro de geología, los estudios petrofísicos a partir de la sísmica, la preparación de áreas y vías de acceso a localización –así está etiquetado, pero prácticamente es la preparación del área para posicionar el pozo–, la ingeniería conceptual para la perforación del pozo, los estudios de impacto ambiental, la prevención y detección de incendio y fugas de gas y el tratamiento y eliminación de residuos.

Estamos identificando dentro de esta etapa de incorporación de reservas, sobre todo este primer año, que está orientada al reprocesamiento sísmico con el fin de tener una mejor resolución del modelo geológico.

También se describen aquí las principales actividades.

En geofísica, la Comisión advierte que es factible lograr la interpretación sísmica que representa de manera adecuada las condiciones geológicas del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

subsuelo, ya que se identifica alcanzable el mejoramiento de la imagen a través de la secuencia de reprocesamiento sísmico.

Los tiempos de ejecución son acordes a las prácticas internacionales.

En la perforación de pozos, es la primera etapa y es la parte de ingeniería conceptual de perforación del prospecto Zama-1, consideran el pozo vertical y también la trayectoria desviada de este pozo.

Y las otras actividades que van asociadas y que son auxiliares dentro de estas dos actividades principales.

Dicho lo anterior, también aquí sometemos a consideración del Órgano de Gobierno el documento soporte de decisión solicitando se apruebe el Primer Programa de Trabajo asociado al Plan de Exploración para el Área Contractual 7 correspondiente al contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor. ¿Algún comentario sobre el Programa de Trabajo del primer año de este contrato número 7? Les propongo que el maestro Álvarez ahora nos exponga el análisis del Presupuesto.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Pasaríamos a la votación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Quienes estén a favor de este Programa de Trabajo, les pido sean amables de levantar la mano. Gracias.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias, comisionados. El Primer Programa de Trabajo del Área Contractual 7 se aprueba por unanimidad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Ahora sí, maestro Álvarez, le pido, por favor, proceda con el análisis de costos del Presupuesto.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Muchas gracias.

Como se hizo en el caso anterior, es emitir la opinión de aprobación o no sobre el primer Presupuesto de Costos para el contrato CNH-R01-L01-A7/2015, entregado por el consorcio Talos, Sierra y Premier, asociado al Programa de Trabajo del primer año del Plan de Exploración del Área Contractual 7 de la Primera Licitación de la Ronda 1.

Vamos a pasar rápidamente porque son prácticamente las mismas actividades.

Aquí es el análisis por subactividad.

Estos son los criterios de evaluación.

La metodología de aprobación de los presupuestos y la Cláusula 11.1 del contrato que nos guía para la aprobación del Presupuesto.

Para el primer presupuesto del bloque 7 podemos observar que nos presentan 11 millones 360 mil 95 dólares, donde el principal componente nuevamente es la subactividad general, con un 65 por ciento.

La siguiente en importancia es la subactividad de geofísica, con un 18 por ciento.

En rangos muy similares está la parte de seguridad, salud y medio ambiente, la parte de geofísica y la parte de perforación de pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como se hizo en el caso anterior, se realizó un ejercicio de verificación de los costos en términos de los rangos establecidos.

En el caso de la subactividad general, lo que se nos presenta es un monto total de 7 millones 357 mil 75 dólares e incluye todos los gastos de administración, gestión de actividades y gastos del proyecto. De manera muy similar es la parte de la garantía de cumplimiento, la parte salarial y el sistema de contabilidad.

El comparativo que se utilizó para esta subactividad se construyó de la misma manera.

Como podemos observar en el gráfico, el presupuesto presentado para esta subactividad se encuentra dentro del rango establecido.

En la parte de la subactividad de geofísica se nos presenta un monto de 2 millones 47 mil 800 dólares que corresponden principalmente a lo que ya explicó el doctor, el reprocesamiento sísmico del área por mil 400 kilómetros cuadrados. De igual forma, el contratista ha decidido que el trabajo de reprocesamiento es un contrato a un tercero en la modalidad de exclusividad de datos.

Haciendo el comparativo podemos observar que, de igual manera, el gasto presentado para esta subactividad de geofísica se encuentra dentro del rango establecido.

El monto total de la subactividad de geología es de 460 mil dólares e incluye la parte de los estudios petrofísicos y aquí agregan el componente de estudios geológicos regionales.

La construcción del rango se hizo a partir de la comparación en el número de horas hombre de especialistas utilizados para cada uno de los estudios de que se habla.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De igual manera, podemos observar en el gráfico que se encuentra un poco debajo del rango mínimo.

El monto total de la subactividad de otras ingenierías es de 60 mil dólares. En este caso, incluye la parte de ingeniería conceptual, que es básicamente estudios de ingeniería de instalaciones.

La comparación se basa en costos estimados para otros permisos derivados del contrato.

De igual manera, podemos observar que esta subactividad de otras ingenierías se encuentra dentro del rango establecido.

En lo que respecta a la subactividad de perforación de pozos, el monto total presentado es de 650 mil dólares y, como ya lo explicó el doctor, incluye la preparación de áreas para la prospección de riesgos en aguas someras.

El comparativo que nosotros realizamos fue con otros contratistas similares trabajando en el área de aguas someras y podemos observar que el operador se encuentra por debajo del rango mínimo establecido.

Finalmente, en la parte de la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente se nos presenta un monto total de 785 mil 220 dólares que se encuentran divididos, como se mencionó en el programa del primer año, en los estudios de impacto ambiental –que incluye la línea base ambiental y la parte de permisos–, la parte de prevención y detección de incendio y fugas de gas y la parte de tratamiento y eliminación de residuos.

La comparación se basa en lo que hemos observado en otros contratos en aguas someras para los estudios presentados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Como podemos observar en el gráfico, el contratista se encuentra dentro de los rangos definidos.

Éste es el resumen de lo que acabamos de ver. El presupuesto total para el primer año se encuentra dentro del rango establecido y es así para todas y cada de las subactividades establecidas, salvo la de perforación de pozos, que se encuentra por debajo del límite inferior.

Utilizando estos niveles de aprobación del Presupuesto para el año 2015-2016, Talos 7 está en un 6.3 por ciento por debajo de la referencia internacional que se utilizó para el análisis de este presupuesto.

El presupuesto que se presentó por el contratista incluye los costos en los que se va a incurrir durante el primer año contractual más los meses que faltan por complementar el año calendario.

El presupuesto fue elaborado conforme a los procedimientos de contabilidad y el catálogo de costos.

El proyecto de presupuesto resulta ser comercialmente viable, razonable y consistente con los requisitos del contrato, sus anexos y las mejores prácticas de la industria, y se encuentra en rango respecto a los precios de mercado con los cuales se hizo el análisis respectivo.

Finalmente, el presupuesto presentado por el contratista cumple con los requisitos establecidos en la Cláusula 11.1 del contrato.

Por lo tanto, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emite una opinión favorable respecto del primer Presupuesto de Costos 2015-2016 del contratista Talos 7 correspondiente al contrato CNH-R01-L01-A7/2015.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, ingeniero. Colegas comisionados, Secretaria Ejecutiva, está a su consideración este dictamen sobre el Presupuesto del Primer Programa de Trabajo del contrato número 7.

Les propongo que quienes estén a favor de aprobar este presupuesto sean tan amables de levantar la mano. Muchas gracias.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias, comisionados. El Presupuesto del Primer Programa de Trabajo del Área Contractual 7 se aprueba por unanimidad. Si no tienen inconveniente, procedo a la ratificación de los acuerdos con sus fundamentos.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sólo un comentario para hacer la precisión. Si podemos ir al Programa de Trabajo en cuanto a la cláusula a la que se hace referencia. Según lo que vi, se refería a las cláusulas 9.2 y 9.4 del contrato, me parece que la cláusula que corresponde es la cláusula 4, que habla del periodo de exploración, porque las cláusulas 9.2 y 9.4 ya hablan de otros temas, están relacionadas con el tema de la unificación. Nada más esa precisión para efecto de poder ratificarlo así en el acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias por la observación, Comisionado. ¿Alguna otra observación? Ahora sí, Secretaria, usted estaba leyendo el resumen de acuerdos.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.25.002/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. en relación con el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y aprueba las propuestas de Primer Programa de Trabajo y de Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo.

ACUERDO CNH.E.25.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones VI y XII, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos; 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 4.1, 10.1, 10.2, 11.1 y 11.2 del Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, autorizó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentados por Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. en relación con el mencionado contrato CNH-R01-L01-A7/2015.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:54 horas del día 23 de junio de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva