ÓRGANO DE GOBIERNO

VIGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:57 horas del día 17 de junio del año 2016, se reunieron en la sala de juntas del Órgano de Gobierno 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 el licenciado Claudio Galindo Montelongo, Director General Adjunto en la Secretaría Ejecutiva, con el objeto de celebrar la Vigésima Segunda 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, primeramente, a través del oficio número 220.1225/2016, de fecha 16 de junio de 2016, y posteriormente con el oficio 220.1232/2016 de la misma fecha, 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.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, propuso al licenciado

Claudio Galindo Montelongo para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

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

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

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 la propuesta de Plan de Evaluación, Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto, presentados por ENI México, S. de R.L. de C.V. en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

II.- Asuntos para autorización

II.1. Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve la propuesta de Plan de Evaluación, Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto, presentados por ENI México, S. de R.L. de C.V. en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, en su carácter 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.- Muchas gracias. Comisionado, adelante, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente, estimados compañeros.

Vamos a referirnos a la licitación número 2 de la Ronda 1, es decir, la que tuvo como contenido Áreas Contractuales en aguas someras – extracción.

Recordemos que uno de los contratos en la segunda licitación fue asignado a la empresa ENI. En relación con el contrato que se firmó, vamos a ver una serie de obligaciones derivadas del contrato para efecto de dar seguimiento al cumplimiento del mismo.

El día 26 de febrero de 2016, el Director General de esta empresa ENI México presentó ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos su proyecto de Plan de Evaluación. Esto en cumplimiento del propio contrato en cuanto a la Cláusula 4.1 Plan de Evaluación, que en concreto dice lo siguiente:

> Dentro de los noventa (90) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para su aprobación el Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación deberá cubrir la extensión completa del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7.
>
> La CNH resolverá sobre la propuesta del Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los sesenta (60) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La CNH no podrá negar su aprobación sin causa justificada.

Aquí se nos presenta el proyecto de Plan de Evaluación y es un documento que, a su vez, contiene tres importantes partes.

Por una parte, el Plan de Evaluación en sí mismo, que es el programa de trabajos que se realizarán durante los dos primeros años en los que se da cumplimiento al plan mínimo de trabajo y en el cual se realizan actividades para poder hacer una evaluación del Área Contractual que se le adjudicó a ENI México.

Sin embargo, en el mismo documento que nos presenta ENI se puede identificar qué contiene el Programa de Trabajo. El Programa de Trabajo son las actividades del primer año de trabajo.

Y a su vez, un tercer documento que es el Presupuesto de ese primer año de trabajo. Realmente, lo que se nos presenta es el cumplimiento de varias disposiciones clausulares del propio contrato y quisiera referirme a ellas.

La Cláusula 9.1 dice en cuanto al Programa de Trabajo:

> El Contratista deberá presentar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para su aprobación Programas de Trabajo anuales por cada una de las Actividades Petroleras, incluyendo Abandono.

El segundo párrafo de esta cláusula dice:

> En el caso del primer Programa de Trabajo del Periodo de Evaluación, su aprobación se otorgará de manera simultánea con la aprobación del Plan de Evaluación.

Significa que, si dice que es en forma simultánea, implica que no forma parte de él, que son dos documentos diferentes. En razón de que el proyecto que nos presenta ENI contiene esos elementos, podemos dar por presentados tanto el Plan de Evaluación como su proyecto de Programa de Trabajo.

A la vez, la Cláusula 10.1 dice que el contratista deberá presentar para la aprobación de la CNH, conforme a los procedimientos de contabilidad, un Presupuesto de los Costos a incurrirse en la implementación de cada Programa de Trabajo, de manera simultánea a la presentación de dichos programas de trabajo.

En específico, la Cláusula 10.2 dice que el primer Presupuesto del Periodo de Evaluación será presentado simultáneamente con el Plan de Evaluación. Otra vez se utiliza la palabra simultánea, lo que implica que se trata de documentos distintos.

En estas condiciones, yo estoy presentando en este proyecto de resolución que aprobemos de forma individual, en principio, el Plan de Evaluación, que es el Plan de Trabajo de los primeros dos años; el Programa de Trabajo, que es el programa del primer año de estos dos que lo incluyen; y el Presupuesto de Costos, que es el presupuesto del gasto que se va a tener durante ese primer año de trabajo.

Haciendo estas consideraciones, estaríamos aprobando documento por documento y al final ya nada más leeríamos un acuerdo en el cual se consideran aprobados, en su caso, los tres documentos.

En razón de que la Ley de Hidrocarburos, en su artículo 31, dice:

> Respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción, corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos:
>
> XII. Las demás facultades que prevean en los propios Contratos para la Exploración y Extracción y en las leyes aplicables.

Estaríamos nosotros considerando que, en razón del artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, tenemos las facultades suficientes para aprobar estos documentos que están contenidos en el propio contrato.

Si les parece, en estas condiciones se les presentaría el primer proyecto, que es el Plan de Evaluación. Le pediría al doctor Felipe Ortuño Arzate, Director General de Evaluación del Potencial Petrolero, que nos hiciera la explicación técnica y la presentación de este proyecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, Director General, por favor.

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

Dada esta introducción por el Comisionado Acosta del marco jurídico y de los antecedentes, yo me voy a permitir iniciar directamente con el Plan de Evaluación que presentó a consideración de la Comisión ENI México, S. de R.L. de C.V.

Los datos del contratista los ponemos aquí. Es la empresa ENI México, S. de R.L. de C.V., una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica, de conformidad con las leyes mexicanas.

El contrato que ya se mencionó hace un momento se celebró el 30 de noviembre de 2015 entre la Comisión y esta empresa.

El periodo inicial de evaluación tiene una duración de dos años durante el cual el contratista deberá realizar en su totalidad las actividades equivalentes a 195 mil unidades de trabajo.

En este mismo periodo podrá ejercer parcial o totalmente el equivalente de 64 mil 350 unidades de trabajo adicionales, es decir, el 33 por ciento, quedando como compromiso total 259 mil 350 unidades de trabajo a ejercer durante el periodo que comprende el Plan de Evaluación.

El Área Contractual comprende 67 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas someras de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, en la Bahía de Campeche, frente al Litoral de Tabasco.

Está conformada por los bloques Amoca, Miztón y Tecoalli. Tecoalli se divide, a su vez, en dos sectores: Tecoalli A y Tecoalli B. El tirante de agua en que se encuentran estos tres bloques varía entre 10 y 40 metros.

Como dato importante, los años de descubrimiento de estos tres campos fueron Amoca en 2003, Tecoalli en 2008 y Miztón en 2013.

En este mapa se puede observar la posición de los tres bloques a nivel regional, en donde se ve la estructura, se ve la línea de costa y entonces tenemos la ubicación más precisa.

Si hacemos un acercamiento, aquí tenemos los tres bloques, Amoca, Miztón y Tecoalli. Tecoalli, como había mencionado, comprende dos polígonos. El Área Contractual está delimitada por cuatro polígonos e integra tres campos de aceite y gas asociado en areniscas del Plioceno Medio de la formación Orca y en areniscas del Plioceno Inferior de la formación Cinco Presidentes.

Las actividades amparadas en el contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas en los sectores Amoca, Miztón y Tecoalli. Para el sector Tecoalli B no pueden realizarse actividades en aquellas formaciones geológicas definidas como objetivos del pozo Tecoalli-1001, que se encuentra señalado en rojo en este sector.

Como dato adicional, también tenemos aquí el volumen original de hidrocarburos con que fue valorado en la licitación de esta área. Tenemos aquí un volumen total de aceite en sitio de 788 millones de barriles para los tres campos y en gas 482 mil pies cúbicos. En reservas de hidrocarburos declaradas por Pemex tenemos reservas 1P de 63 millones de barriles de petróleo crudo

equivalente, reservas 2P de 122 millones y reservas 3P de 188 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Conforme a la práctica internacional y a la cadena de valor del proceso exploratorio, las actividades propuestas en el plan se ubican en la última etapa de este proceso. Aquí tenemos la parte de exploración y la parte de producción, el eslabón intermedio es la delimitación de yacimientos.

En estos tres casos se evalúan los descubrimientos que fueron realizados con la perforación de tres pozos exploratorios. Las actividades propuestas en el Plan de Evaluación de los descubrimientos realizados permitirían realizar pruebas de producción, delimitar y caracterizar los tres campos petroleros y con ello sentar las bases para elaborar un futuro Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

En este sentido, resulta técnicamente factible la ejecución total de las actividades dentro del periodo de ejecución del Plan de Evaluación, de acuerdo con los procedimientos, metodologías y tecnologías con mayor capacidad de resolución y de predicción en términos de tiempos de ejecución.

Aquí tenemos las actividades principales, que son el procesamiento de información sísmica que van a aterrizar a la interpretación de la secuencia estratigráfica y, finalmente, a la perforación de esos cuatro pozos delimitadores.

Aquí tenemos de manera general el análisis del Plan de Evaluación, el cronograma general de actividades.

El punto 1 son las actividades generales a evaluaciones técnico-económicas y a la administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto que se llevan a cabo durante todo el periodo.

La parte geofísica incluye el pre-procesado, procesado, interpretación y reprocesado de datos sísmicos que tienen un tiempo de duración específico. En geología se van a realizar análisis geoquímicos de muestras y estudios

petrofísicos. En ingeniería de yacimientos aterrizan sobre todo en el diseño de las terminaciones de pozo.

La parte de otras ingenierías comprende la ingeniería conceptual y los estudios de fondo marino.

Finalmente, la parte más importante, producción de pozos, que tiene varios conceptos como el transporte marítimo y aéreo de personal, los servicios de soporte, los servicios de perforación de pozos, la realización de pruebas de formación, suministros y materiales y la terminación de pozos. Las pruebas de producción.

Y finalmente, actividades que van paralelas que se refieren a seguridad, salud y medio ambiente.

Aquí tenemos una descripción de cada una de estas actividades con una valoración que hizo el equipo técnico. Aquí se extrajeron aquellos estudios técnicos y operativos que son de mayor importancia para poder cumplir con los objetivos que están planteados en el Plan de Evaluación.

En cuanto a los estudios de riesgo somero, con los estudios geofísicos y geotécnicos propuestos el contratista determinaría las propiedades de las capas someras y las condiciones de fondo marino y estaría en condiciones de definir el posicionamiento de las plataformas, mitigando riesgos para las operaciones de perforación y terminación de pozos.

Otra de las tareas importantes es el reprocesamiento sísmico, el cual encontramos adecuado, es adecuada la propuesta de llevar a cabo la unión de los cubos sísmicos toda vez que resultaría conveniente para dar continuidad a la generación de los volúmenes sísmicos requeridos en esta etapa de evaluación. El reprocesamiento permitiría obtener volúmenes homogeneizados, regularizados y combinados para su posterior uso y aprovechamiento.

En el capítulo de interpretación sísmica y caracterización de yacimientos, las metodologías a utilizar permitirían resaltar discontinuidades estructurales y estratigráficas útiles para la interpretación de un modelo geológico con menor grado de incertidumbre.

Después tenemos la perforación de prospectos, en la cual se considera que el número de prospectos en adecuado y su ubicación es estratégica, ya que está basada en las mejores respuestas de amplitud.

Las pruebas de producción de alcance extendido aportarán información para la evaluación y delimitación de los campos y su determinación de los volúmenes de hidrocarburos existentes.

La actualización de los modelos de yacimiento, una vez con los datos de perforación, permitirían presentar distintas opciones de desarrollo y precisar el riesgo geológico para cada uno de los campos, Amoca, Miztón y Tecoalli.

Finalmente, dentro de las actividades técnicas tenemos la selección de concepto, en la cual, de acuerdo con lo propuesto por el contratista, al término de la fase de evaluación, la selección de concepto permitiría establecer las estrategias de desarrollo apropiadas para pasar a la siguiente fase de producción con el apoyo de elementos técnicos y económicos.

Me voy permitir entrar a la descripción de algunos de estos conceptos solamente para ejemplificar la información, las interpretaciones que vienen contenidas en el Plan de Evaluación.

En reprocesamiento sísmico, por ejemplo, el plan considera reprocesar y unir en un solo volumen sísmico –como lo había mencionado– dos levantamientos sísmicos.

Uno es el bloque 3D Almeja Cisne, que tiene un cubrimiento sísmico total de mil 300 kilómetros cuadrados con longitud de traza sísmica de 8 segundos.

También el cubo 3D Santa Ana OBC, con un cubrimiento sísmico de aproximadamente 400 kilómetros cuadrados con longitud de traza sísmica de 8 segundos.

El contratista dispone de toda esta superficie de 693 kilómetros cuadrados para el reprocesamiento, que incluye también un borde de migración, tanto para el dominio en tiempo como para el dominio en profundidad.

El tiempo estimado para realizar el reprocesamiento, tal como está planteado en el cronograma de actividades, es de 11 meses.

¿Cuál es el impacto de esta actividad? Se advierte que la propuesta del contratista en el sentido de lograr la unión de los cubos sísmicos resultaría conveniente para dar continuidad a la generación de volúmenes sísmicos migrados en tiempo y en profundidad.

Si vamos a la perforación de prospectos, aquí tenemos los tres bloques con sus cuatro polígonos y la localización de los cuatro prospectos, dos en el bloque Amoca, uno en el bloque Miztón y uno en el bloque Tecoalli.

La mayor inversión del plan corresponde a la perforación y terminación de pozos. La Comisión, con información de la base de datos extraída de una plataforma de información, comparó los tiempos programados para la perforación de los pozos de evaluación propuestos por el contratista y encontró que estos tiempos se encuentran dentro del rango, de acuerdo a sus profundidades y objetivos geológicos, en comparación con los tiempos reales de pozos de evaluación distribuidos en diferentes partes del mundo.

El plan considera la perforación de cuatro prospectos para evaluación de los tres campos, dos en el campo Amoca, uno en Miztón y uno en Tecoalli. Conforme a

los antecedentes exploratorios del área, se advierte que el plan es adecuado para evaluar dichos campos en un periodo de un año con la perforación de cuatro pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, mencionó usted que en el plazo de un año van a perforar cuatro pozos.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Que son pozos delimitadores.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Son pozos delimitadores.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más para tener presente y recordar, son campos que ya estaban originalmente descubiertos –como usted lo señaló– y en la fase de evaluación el objetivo es precisamente delimitar y tener ya una comprensión de los yacimientos, de los campos, que permitan presentar un Plan de Desarrollo que vendrá después. Ahorita es el Plan de Evaluación y la parte medular de estas inversiones son los cuatro pozos delimitadores.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Así es, es donde termina este periodo de evaluación.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Sí, en un año, pero es en el segundo año. Estamos hablando de que este Plan de Evaluación dura dos años, esos pozos se perforan en un año, pero es en el segundo año de estos dos que se están presentando en el plan.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- El primer pozo inicia su perforación en noviembre de este año y el cuarto pozo termina su perforación en noviembre del siguiente año.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es un año a partir del primer pozo, que tiene verificativo en noviembre.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Considerando todo el Plan de Evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Cuatro pozos para poder delimitar bien estos campos en un plazo de 12 meses a partir de noviembre.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la aclaración, Comisionado.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Un ejemplo de la perforación de estos pozos delimitadores es el prospecto Amoca-3.

El objetivo es verificar la extensión de la acumulación de hidrocarburos encontrados en el pozo Amoca-1 a nivel de la formación Orca.

La ubicación es en el sector noreste del campo, con base en la respuesta de amplitud, es decir, hubo un estudio previo antes de hacer la localización del pozo.

El pozo es direccional con trayectoria vertical hasta la formación Orca y a partir de ahí se desviaría hacia el poniente para alcanzar la formación Cinco

Presidentes. Sólo en la formación Orca se realizarían pruebas de alcance extendido.

Por lo tanto, el equipo técnico considera adecuado el número de los prospectos para su evaluación, las posiciones propuestas para perforar los dos prospectos de evaluación y que son apropiados para estimar con menor incertidumbre la productividad, con miras hacia la conceptualización de un proyecto de desarrollo del campo.

Si nos vamos al mapa de nuevo, vamos a tomar como ejemplo el Miztón-2. Aquí tenemos otro ejemplo de lo que se está planteando en ese plan de evaluación.

El objetivo es confirmar la extensión de la acumulación de hidrocarburos encontrada por el pozo Miztón-1 y tener un segundo punto de calibración. El principal yacimiento es la unidad Arenisca-3, que se ve claramente aquí, contenida en el play Plioceno Medio.

Se encuentra en una de las mejores zonas de respuesta de amplitud sísmica, de acuerdo con los mapas que se están presentando aquí. Siempre el mapa de la izquierda es el mapa de configuración estructural y el mapa de la derecha es el mapa de respuesta de amplitud sísmica. El pozo es vertical e investigaría los niveles con hidrocarburos en la zona occidental del pozo Miztón.

También se realizarían pruebas de alcance extendido para las unidades de Arenisca-2 y Arenisca-3. En este caso, se comprobaría la compartimentalización o no del campo para definir una estrategia hacia adelante.

La ubicación del prospecto Miztón-2 en el extremo occidental de la estructura con referencia del ODT identificado se presume adecuada para determinar si existe continuidad lateral. Adicionalmente, se cuenta con los datos arrojados por el pozo Almeja-1, que se encuentra en la parte oriental de este bloque y que daría mayor certidumbre a la ubicación del prospecto de evaluación.

Nos regresamos al mapa y entramos a Tecoalli-2.

El objetivo es confirmar la extensión de la acumulación de hidrocarburos encontrados por el pozo descubridor Tecoalli-1 y tener un segundo punto de calibración, como en el caso anterior.

El pozo es direccional, vertical hasta el objetivo de la Arenisca-2, que la vemos aquí, y a partir de ahí se desviaría con el propósito de alcanzar un objetivo profundo del Mioceno Superior.

Aquí cabe aclarar que el pozo Tecoalli-1001 tiene dos objetivos que alcanzó y donde se demostró producción, de tal manera que este segundo objetivo se alcanzaría también como lo alcanzó el pozo Tecoalli-1001, que se ve aquí, de tal manera que estarían evaluando dos formaciones acumuladoras de hidrocarburos, uno sería el yacimiento ya comprobado y el otro sería con un objetivo exploratorio para identificar una segunda unidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Significa eso, doctor, que están perforando a mayor profundidad que el pozo originalmente descubridor?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Sí, en todos los casos, es decir, van al objetivo que ya fue identificado por el pozo descubridor y perforan a mayor profundidad para alcanzar niveles del Mioceno Superior, esos niveles arenosos que pudieran ser susceptibles de acumular hidrocarburos y ser un yacimiento comercial.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy importante eso. Doctora, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En otras palabras, es delimitador de las arenas ya existentes descubiertas y van más profundos para explorar nuevos horizontes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Gracias por la precisión, doctora. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Abundando un poquito. ¿Podríamos regresar a la lámina donde están las asignaciones? Lo que se comentó es válido para estas Áreas Contractuales, constituyen un solo contrato, pero son tres áreas, Amoca, Miztón y Tecoalli. Tecoalli tiene una parte en la parte superior derecha que no tiene toda la columna, pero yo no voy por ahí, me quiero regresar a la sísmica.

En la sísmica, el doctor Ortuño nos comentó que van a reprocesar 693 kilómetros cuadrados, abarca mucho más que las áreas en rojo. ¿Eso requiere un permiso de ARES?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Está planteado en el Plan de Evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿La sísmica que se está adquiriendo como parte de la evaluación está comprendida dentro del Área Contractual?

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero es mucho más.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahorita el doctor Ortuño nos precisará el caso particular, pero desde el punto de vista normativo, si el trabajo de sísmica está dentro del Área Contractual, puede ser más allá del campo, pero puede ser que el Área Contractual es un poquito más extensa. Mientras esté dentro del Área Contractual, no se requiere un permiso, simplemente es un aviso.

Lo que establece la norma, doctor, es que dentro del Área Contractual tú no requieres un permiso, pueden hacer actividad exploratoria que puede ser aledaña al campo, pero mientras esté dentro del Área Contractual, es un aviso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Puedo explicar?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El área Almeja, que es ésta, tiene mil 300 kilómetros lo que es el cubo sísmico completo. El área Santa Ana, que es la roja, tiene en total 400 kilómetros cuadrados. En realidad, ellos van a hacer el procesado de 693 kilómetros cuadrados que tiene que ver únicamente con sus Áreas Contractuales.

Lo que se les está dando desde el inicio es un buffer de unos cuantos kilómetros alrededor de cada una de las Áreas Contractuales para que puedan hacer los procesos adecuadamente y que la información válida es la que tengan dentro del Área Contractual, es decir, ellos van a hacer el reprocesado de los dos cubos sísmicos, pero únicamente de esta área, de esta área y de esta área, que sumando son 693 kilómetros cuadrados. Por lo tanto, no necesitan un ARES, sino necesitan únicamente dar el aviso porque están dentro su Área Contractual.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, alguien más va a levantar los estudios 3D.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, ya están levantados.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ya los levantaron y sólo van a reprocesar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya tienen la información y únicamente van a hacer el reproceso de 693 kilómetros cuadrados y ellos

tendrán que dar aviso por ARES, pero dan aviso que van a hacer el reprocesado de sus Áreas Contractuales con el buffer que se les da.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- La precisión es que esta actividad de reprocesamiento es sobre las Áreas Contractuales, no sobre todo el polígono del estudio Almeja.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En caso de que quisieran hacer más allá de sus áreas, tienen que entrar en un ARES.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Tienen que entrar en un ARES, de tal manera que, de acuerdo con la banda adicional que se les dio de información, hacen una envolvente, por eso resultan los 693 kilómetros cuadrados, y de esa unión hacen ya un reproceso de la sísmica que comprende los tres bloques.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En conclusión, podríamos comentar que si ellos quisieran hacer investigación fuera de sus bloques, tendrían que pedir un ARES-B.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y también tendrían que pagarlo fuera del proyecto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, doctor.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Una vez vista la perforación de prospectos, las siguientes actividades son la actualización de los modelos de yacimiento.

En este caso, los resultados que se obtengan de los diversos estudios –reprocesamiento, interpretación de información sísmica y la perforación de pozos– aportarían los elementos necesarios para sustentar un modelo estructural y los espesores de las formaciones de manera más precisa, junto con sus litologías y las distribuciones de porosidad y permeabilidad, así como un nuevo cálculo de volúmenes de recursos. Con estos elementos se permite la actualización de los modelos de yacimientos que posibilitan presentar distintas opciones de desarrollo para los tres campos, así como precisar el riesgo geológico.

Finalmente, tenemos la selección de concepto.

En este caso, la selección de concepto constituye ya la integración durante todo el desarrollo del Plan de Evaluación a lo largo de las actividades de elementos multidisciplinarios para integrar datos e información que permitan visualizar el siguiente eslabón de la cadena de valor en el Plan de Desarrollo.

Comprende aspectos de yacimientos; de salud, seguridad y ambiente; gestión de proyecto; ingeniería; construcción; pronóstico de producción; perforación y terminación; logística; recursos humanos; tecnología de información y procura.

Son elementos que se van integrando a lo largo del desarrollo de las actividades para preparar el Plan de Desarrollo una vez terminada esta etapa del Plan de Evaluación.

Esto es el conjunto de actividades operativas que se están planteando para llegar a cumplir los objetivos de este periodo inicial de evaluación.

Este periodo inicial de evaluación tiene vinculado un presupuesto de inversión, es un programa de inversiones para esta Área Contractual 1. En este caso, se va a entrar al programa de inversiones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Como lo decía el doctor Ortuño, lo que acabamos de ver es el proyecto operativo de actividades que viene respaldado, a su vez, por un proyecto que se denomina Programa de Inversión.

Este Programa de Inversión contempla estos dos primeros años de la vida del contrato, igual que el Plan de Evaluación, para no confundirlo más adelante con lo que vamos a discutir, que es el Presupuesto de Costos.

Le pediría al Ingeniero Fausto Álvarez, Director General de Estadística y Evaluación Económica, si nos pude presentar esta parte del proyecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Nada más para recapitular y estar seguro de que todos estamos avanzando juntos.

Estamos hablando del contrato que fue adjudicado a la empresa ENI en la Segunda Licitación, Área Contractual que comprende tres campos ya descubiertos. Toda vez que ya están descubiertos, la fase de exploración fue superada y ahorita estamos en una fase de evaluación que tiene un periodo inicial de dos años para que se pueda proceder, posteriormente, a un plan de producción, un plan de desarrollo, y ese es el que es de largo plazo, ese tendrá 25 años de duración, presumiblemente.

Ahorita estamos en una fase inicial, que es la de evaluación, y lo que nos acaba de exponer el doctor Felipe Ortuño es cómo este plan cumple con los objetivos de delimitar no sólo lo descubierto, sino inclusive –como señalaba la doctora Alma América Porres– estas perforaciones tienen mayor profundidad, por lo cual no sólo delimitan los yacimientos descubiertos, sino que inclusive evalúan un potencial a mayor profundidad. ¿A qué formación llegaban los descubrimientos originales?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Los originales son Plioceno Medio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Y están llegando ahora?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Plioceno Inferior. En uno de los casos, el pozo está alcanzando profundidades para llegar al Mioceno Superior.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Con estas cuatro perforaciones que tendrían un periodo de 12 meses a partir de noviembre, es el primer pozo este año, se delimita lo descubierto y también se evalúan formaciones, yacimientos a mayor profundidad.

Como señalaba el Comisionado Acosta, asociado a este Plan de Evaluación hay un Programa de Inversión de este Plan de Evaluación de dos años. Antes de eso, Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cuando se presenta el plan inicial de evaluación, se habla de que debe cubrir el trabajo mínimo y el incremento al trabajo mínimo. No sé si pudieran comentar un poquito de eso para estos dos años desde el punto de vista técnico o si se va a comentar después para esos dos años.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Quién comentaría eso?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Hay un primer programa de actividades y en ese se va a comentar justamente lo que alcanzarían en ese primer programa de

actividades. Por ejemplo, al término del primer programa, que es 2016, alcanzarían 260 unidades de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Regreso a la pregunta del Comisionado Franco. Hay un programa mínimo de trabajo medido en unidades de trabajo, usted lo expuso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 195 mil.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Más la parte incremental, creo que llegaba a 260 mil, a ver si ahorita lo podemos ver.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- 259 mil.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- 259 mil unidades de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Estas 259 mil unidades de trabajo, ¿se cubren en el primer año o se van a cubrir a lo largo de los dos años?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De los dos años.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahorita yo creo que entraremos al detalle con el ingeniero Fausto Álvarez de las inversiones que se llevan a cabo en el primero y en el segundo año, que es lo que cubre el Programa de Inversión, y luego –como lo señala el Comisionado Acosta– al detalle del primer presupuesto anual, y veremos de este compromiso de inversión cuánto se está cubriendo en cada caso. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No sé, ahorita que veamos a ver si aparecen las unidades que se van a cubrir, porque no sé si me perdí un poquito, pero no escuché pruebas de alcance extendido; escuché pozos, sísmica, muchas

cosas, pero no las pruebas de alcance extendido y equivalen más o menos a un tercio de un pozo en las unidades de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver si ahorita podemos entrar al detalle y que se nos explique cómo se va a cubrir este programa mínimo de inversión. Adelante, ingeniero.

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

Tal como lo comentó el Comisionado Héctor, el plan que se está evaluando el día de hoy tiene asociado lo que se conoce como el Programa de Inversiones. Este Programa de Inversiones está asociado a la duración total del Plan de Evaluación.

En este caso, la totalidad del plan equivale a lo que es desde la parte de diciembre de 2015 hasta la parte de noviembre de 2017 y entró en vigor a partir de la firma del contrato el 30 de noviembre de 2015.

Lo que estoy mostrando en esta primera lámina corresponde al monto total del Programa de Inversiones para el plan completo. En total, el Programa de Inversiones que presenta ENI México es de 245 millones de dólares.

Lo que podemos observar en el gráfico de pie es cómo es la división por cada una de las subactividades que ya fue elaborando el doctor dentro de su presentación.

Como podrán observar, la actividad más importante dentro de ese pie es la perforación de los pozos, que equivale prácticamente a los cuatro pozos que ya se mencionaron.

Lo que tenemos aquí es, brevemente, la composición del Programa de Inversiones. Lo que hemos hecho para realizar la evaluación del mismo es hacer

una comparación contra rangos de referencia internacional para establecer dónde se ubica en un monto total dicho Programa de Inversiones.

Como podemos ver aquí y como habíamos mencionado en la lámina anterior, el total son los 245 millones. Para la parte del plan en su totalidad, en la parte de Programa de Inversiones, son los 245 millones que se encuentran dentro del rango que nosotros utilizamos para la evaluación completa del Programa de Inversiones.

Lo que podemos observar después del componente de proyecto total son todas aquellas subactividades que están asociadas al plan y el total al que hace referencia cada una de esas subactividades durante el periodo de los dos años.

Una de las cuestiones que me gustaría recalcar en esta lámina, en primera instancia, es que el valor de los 245 millones de dólares para el plan de dos años de ENI México, con base en nuestros análisis, se encuentra un 9 por ciento arriba de lo que establecimos como la referencia de rango internacional.

Principalmente, el efecto de ese 9 por ciento lo podemos observar en la parte de las pruebas de producción, donde establecimos que lo que nos presentó el contratista ENI México está por arriba del rango establecido a través de la referencia internacional.

Si hacemos un análisis rápido y eliminamos el impacto que tendrían las pruebas de producción dentro del Programa de Inversiones totales, el Programa de Inversiones estaría en un rango arriba de solamente un 3 por ciento para nuestra referencia internacional.

Esto es importante y la razón por la que lo menciono es que se deberá de analizar de manera detallada la actividad de las pruebas de producción cuando se presente el programa de 2017. En este caso, simplemente estamos haciendo la observación de que encontramos que lo que presentó el contratista sale de nuestros rangos de evaluación. Cuando se dictamine el presupuesto de dicho

año, habrá que detectar y analizar a mayor detalle, con base en las fuentes a las que tenemos acceso.

En términos generales, como podemos observar, en su totalidad, el Programa de Inversiones asociado al Plan de Evaluación de ENI cae dentro de los rangos que está manejando la Comisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Le pediría al Comisionado Acosta si podemos abundar. Si entendí bien, ingeniero, aquí se está haciendo una evaluación del Programa de Inversiones asociado al Plan de Evaluación los dos años.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Usted presenta el Programa de Inversiones de ENI para todo el Plan de Evaluación, identifica los rangos, los parámetros de mercado que se observan en la práctica internacional. En todos los casos, las cifras que presenta ENI están dentro del rango de precios de lo que es la práctica internacional, salvo en un renglón, el de pruebas de producción, si estoy entendiendo bien.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- De hecho, este Programa de Inversiones está clasificado en actividades y estas actividades las estamos viendo en este momento. Prácticamente, todas estas actividades cumplen con el rango, inclusive están debajo del rango de referencia internacional y estamos haciendo la precisión que solamente uno es el que no está en rango, que es el de pruebas de producción.

Dentro de la Ponencia yo estoy poniendo a su consideración que hagamos uso de la Cláusula 4.1 del contrato de referencia, que dice lo siguiente, voy a leer el tercer párrafo de dicha cláusula:

> Sin menoscabo de la facultad de aprobar el Plan de Evaluación dentro del plazo previsto en la Cláusula 4.1, la CNH podrá emitir observaciones relativas a dicho Plan de Evaluación cuando éste no se elabore de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, incluyendo estándares ambientales de seguridad y de salud en el trabajo. El Contratista será quien proponga las soluciones operativas y los ajustes correspondientes al Plan de Evaluación para atender las observaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Se podrán celebrar audiencias o comparecencias para aclarar de buena fe cualquier diferencia técnica que exista respecto de las observaciones del Plan de Evaluación, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable.

Por lo que, en estas condiciones, estoy proponiéndole al Órgano de Gobierno la aprobación del Plan de Evaluación, haciendo esta observación de que en pruebas de producción estamos fuera de rango de referencias internacionales en cuanto a costos, con la aclaración también de que, de cualquier manera, ésta no es una aprobación definitiva porque año con año tendrán que venir a presentar su presupuesto de costos y es ahí cuando podremos hacer de manera específica la aprobación o no aprobación –o inclusive ajuste, si consideramos conveniente– para poderlo poner en los márgenes que tengamos de las consultas que se hagan en cuanto a las referencias internacionales de costos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Déjenme recapitular la exposición y este punto que señala el Comisionado Ponente.

El ejercicio que estamos haciendo aquí en materia de evaluación económica de costos es verificar que las distintas partidas de los renglones de inversión estén dentro de la práctica internacional. Consultamos y tenemos acceso a las distintas

fuentes de información para verificar cuáles son los rangos de precios internacionales.

ENI presenta un presupuesto para el plan de inversión, estoy hablando del programa de los dos años, y vemos que está dentro de los parámetros, salvo este rubro de pruebas de producción.

Voy a leer la pantalla para que se pueda ver cómo los distintos renglones están dentro de los parámetros, que son las franjas amarillas, inclusive algunos están fuera hacia abajo de los parámetros.

En su conjunto, el proyecto total está dentro de los parámetros, o sea, si lo vemos como monto total, el presupuesto global del proyecto para los dos años está dentro de los rangos de los precios internacionales. En conjunto, está dentro del rango; no obstante, nuestro análisis es más fino que nada más ver la cifra global.

Cuando nos vamos al detalle, vemos que perforación de pozos está dentro del parámetro internacional. En el renglón de gastos generales que incluye, entre otros, gastos administrativos, inclusive veo en esta gráfica que está por debajo de los precios internacionales. Estudios de geofísica, lo mismo. Geología, dentro del rango. Ingeniería de yacimientos, dentro del rango. Otras ingenierías, lo mismo. Y el mismo caso para seguridad y medio ambiente. El que está claramente por arriba de los parámetros internacionales es el renglón que dice pruebas de producción, ahí claramente vemos cómo el gasto en inversión en este renglón rebasa lo que sería la práctica internacional.

Antes de regresar otra vez a la parte normativa del Comisionado Acosta, me gustaría que este punto estuviera observado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, si a ustedes les parece bien. Si pudieran explicarnos, ingenieros, qué es pruebas de producción, porque hay otra columna que es la perforación del pozo, que me parece que es el principal renglón, pero me gustaría que nos explicaran qué es pruebas de producción y por qué sale tan elevado. ¿Quién pudiera ayudarnos a explicarnos qué es pruebas de producción?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Las pruebas de producción son pruebas con mecanismos especializados para llegar a establecer un flujo medible y estable durante equis número de días, eso son las pruebas de producción, que se asemejan a las pruebas de alcance extendido. Las pruebas de alcance extendido son con una etapa de duración y no son instantáneas como pudieran ser a veces las pruebas de producción en el momento en que se llega al objetivo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias, doctor. Ahora quizá regresar al punto del Comisionado Acosta.

Regreso al tema de que en el monto total, el programa de evaluación está dentro de los montos de inversión que marca la práctica internacional. No obstante, conforme a nuestra obligación y facultades, estaríamos observando el rubro de pruebas de producción, lo cual significa que la empresa podría obtener una aprobación en lo general, pero este renglón tendría que ser presentado nuevamente.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Es correcto. De hecho, así se previó en el contrato que firmamos con la empresa, el cual establece la posibilidad de que, sin menoscabo de su aprobación, la Comisión puede hacer observaciones, y esas observaciones van a ser desahogadas a través de comparecencias, reuniones de trabajo o audiencias. Tendríamos un tiempo suficiente porque la aprobación del próximo presupuesto de costos sería hasta el mes de septiembre para aprobar el correspondiente 2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un punto importante, no sé si se mencionó ahorita por parte del doctor Ortuño o del ingeniero, es que las pruebas de producción no están programadas para el primer año.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exactamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahorita vamos a entrar al tema del Plan de Trabajo y el presupuesto del primer año, en donde caen otras actividades y todas ellas, naturalmente, están dentro de los parámetros de los precios del mercado. Ésta en particular, que estaríamos observando y sujetando a que la empresa revise las cifras y presente la información que sea consistente con la práctica internacional, es una inversión que está programada para el segundo año y a cada año le corresponde un presupuesto.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces ahorita estaríamos aprobando en lo general, si los comisionados lo consideran adecuado, el Programa de Inversiones de los próximos dos años, que es el Plan de Evaluación, manteniendo en observación este renglón de pruebas de producción, mismo que de cualquier forma no está programado para las actividades del primer año, sino para el segundo, y la empresa tendrá la oportunidad de traerlo a revisión previo a que aprobemos el presupuesto del segundo año.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes de continuar, quisiera comentar un punto importante que trajo a la mesa el Comisionado Franco sobre el compromiso mínimo.

El compromiso mínimo de inversión, como se señaló por ahí y el mismo Comisionado me lo señaló, son 259 mil 350 unidades de inversión. Cada unidad de inversión tiene un valor equivalente a 852 dólares, lo cual resulta en una inversión mínima obligada de 220 millones 996 mil 200 dólares, y el programa de inversión que vimos por aquí hace un momento es de 245. Como Plan de Evaluación se cumple con la obligación de que en los dos primeros años se cubra esto, y ahorita lo vamos a ver en el presupuesto del primer año. Esto no se cubre en el primer año, es la actividad de los dos años, pero como plan de inversión se

cumple con el compromiso de atender esta inversión mínima que estaba establecida en 220 millones 996 mil 200 dólares, inclusive el Plan de Evaluación excede el compromiso mínimo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, Presidente, pero si esas pruebas de producción –como lo señaló el doctor Felipe Ortuño– son diferentes a una prueba de alcance extendido, no acreditarían 15 mil unidades cada una de ellas, aunque el monto se cumpla. Por eso yo quiero ver más adelante cómo se está acreditando ese trabajo mínimo, con qué actividades que vayan acorde al Anexo 6 del contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No acabé de entender la pregunta, Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En el Anexo 6 del contrato vienen ciertas actividades que se acreditan como unidades de trabajo; por ejemplo, cada pozo cuenta 45 mil unidades. Hay temas de registros geofísicos, de interpretación sísmica, etcétera. Y otro es una prueba de alcance extendido, la cual equivale a 15 mil unidades. Si a cada pozo se le hiciera una prueba de alcance extendido, serían 60 mil unidades.

Hace rato comentó el doctor lo que era una prueba de producción y decía que era diferente a una prueba de alcance extendido, pareciera –hay que ver lo que nos muestre el doctor más adelante– que no son pruebas de alcance extendido.

Si no son pruebas de alcance extendido, sí cubren el trabajo mínimo, no hay ningún problema, llegan a las 195 mil unidades, pero a lo mejor no llegarían a las máximas. Sigo insistiendo, hay que ver cómo se está acreditando ese trabajo mínimo. Si no se llega a acreditar ese trabajo mínimo, habría que revisar –al igual que el presupuesto de estas pruebas– si realmente tienen la característica de esa prueba de alcance extendido para que cuenten como unidades de trabajo.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- En el programa de evaluación lo definen como pruebas

de producción de alcance extendido y son, como lo dice el Comisionado Franco, equivalentes a 15 mil unidades de trabajo, de tal manera que cada uno de los pozos a perforar equivale a 45 mil unidades de trabajo; más 15 mil unidades de las pruebas de producción de alcance extendido; más mil 500 por los registros de rayos gamma; más los registros de resistividad son mil 1500 unidades; más los registros de porosidad, densidad-neutrón, otros mil 500; el registro sónico mil 1500 y el perfil sónico vertical mil 500 unidades de trabajo. De tal manera que lo toman en paquete y hacen el total de las 60 mil unidades de trabajo por cada uno de los pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Muchas gracias, doctor. Ingeniero Álvarez.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Nada más para complementar los comentarios que se han vertido, hacer una aclaración en lo del programa mínimo de trabajo. En las Bases se contemplaban 195 mil unidades y ENI, como parte de su propuesta, ofreció un 33 por ciento adicional, que es como llegamos a las 259 mil unidades. Nada más para hacer la aclaración.

Finalmente, como bien hizo la recapitulación el Comisionado Presidente, el Programa de Inversiones se encuentra en rango y es aprobatorio. Como ya también se comentó, lo único que tendría que hacerse es la observación a la parte de pruebas de producción. Quisiera volver a recalcar que estas pruebas de producción solamente ocurren hasta el 2017.

Cuando entremos al detalle del presupuesto de 2016, es cuando tomaré el tiempo para explicar cada una de estas subactividades y vean por qué hacemos el análisis a ese nivel de detalle. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En esas condiciones, estimados comisionados, la propuesta es que se autorice el Plan de Evaluación para estos dos primeros años contractuales que incluyen la evaluación del área.

Regularmente, la evaluación está ligada a un Plan de Exploración, pero por las características de este contrato y de estos campos que contienen esta Área Contractual, en razón de que los campos ya se encuentran descubiertos, no hay Plan de Exploración, hay solamente Plan de Evaluación, por eso solamente se está sometiendo a aprobación el Plan de Evaluación que, como ya ha quedado establecido, implica un Programa de Inversiones para estos dos primeros años contractuales de 245 millones 124 mil dólares.

El dato es importante porque, regularmente, cuando se anuncian las inversiones, se hace una proyección con elementos que se infieren sin todavía tener un presupuesto. La primera cifra que podemos decir que tenemos en forma concreta, ya con documentos que avalan la inversión comprometida por un contratista, es el que estaríamos autorizando en este momento, ligado al Plan de Evaluación, que son los 245 millones de dólares, con la anotación de que se aprueba el plan con la observación de que se revisarán las pruebas de producción para determinar si éstas se encuentran dentro del rango de referencia internacional después de las explicaciones correspondientes que el operador sirva atender a la Comisión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. ¿Pasamos al siguiente punto y el acuerdo va a ser al final?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Yo propondría, Presidente, que votáramos primero el Plan de Evaluación y que así fuéramos votando, en su caso, Programa de Trabajo y Presupuesto de Costos, para al final ya únicamente acordar la aprobación de los tres.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo con la propuesta, sólo quisiera comentar que esta metodología que se nos expuso será la metodología que habremos de utilizar para todos los planes de evaluación, por lo pronto, los tres que fueron adjudicados en la licitación 2 de la Ronda 1, es decir, no es una metodología que solamente estamos utilizando para ENI en este caso particular, sino que habremos de estar contrastando estos programas de inversiones con la base de datos internacional que nos sirve como referencia y esa será la metodología que estaremos utilizando en la Comisión. Creo que vale la pena hacer esa anotación.

La segunda es que el Plan de Evaluación, desde luego, es mucho más extenso de lo que aquí se expuso, y es entendible que no hayamos entrado al detalle, pero yo simplemente quisiera anotar que, en términos del contrato, hay algunos elementos mínimos que están previstos en el Anexo 7 que debe contemplar este Plan de Evaluación. No los vimos aquí, pero entiendo que el Plan de Evaluación que presentó ENI sí contempla esos mínimos a los que se refiere el contrato.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Es correcto. De hecho, la resolución se está planteando en los términos de determinar el cumplimiento del contenido del Anexo 7 del contrato, que es el que debe cumplir el Plan de Evaluación, y a su vez, los criterios que establece el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que establece los criterios para la aprobación de cualquier proyecto sometido al Órgano de Gobierno.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más si pueden hacer comentarios respecto al sistema de administración de riesgos y al programa de cumplimiento de contenido nacional que va en este paquete del Plan de Evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy importantes esas dos obligaciones en las cuales descansamos en otras dos dependencias para su verificación. ¿Quién toma la palabra? Doctor Ortuño, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Aquí estamos poniendo dos párrafos que se refieren al programa de administración de riesgos y al programa de cumplimiento de contenido nacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor, dele lectura.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- El programa de administración de riesgos presentado por el contratista, conforme a la Cláusula 3.3 del contrato, así como los artículos 13 y 14 de los Lineamientos, 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 Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Se cumplió con ese punto que va paralelo al Plan de Evaluación.

Con respecto al programa de cumplimiento de contenido nacional, éste fue presentado conforme a la Cláusula 18.3 del contrato, así como los artículos 13 y 14 de los Lineamientos. 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 del Contenido Nacional en Asignaciones y

Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, emitida por la Secretaría de Economía.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor. En seguimiento a lo que apunta el Comisionado Franco y como es parte de las obligaciones, el programa de contenido nacional fue recibido en esta Comisión, fue remitido a la Secretaría de Economía, quien tiene la responsabilidad de evaluarlo.

De manera oficial, la Secretaría de Economía dio la aprobación al cumplimiento del contenido nacional en esta primera etapa del Plan de Evaluación.

Por su parte, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente aprobó de manera formal el programa de administración de riesgos.

Estas dos aprobaciones son parte del expediente de este proyecto. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustaría referirme un poco a la cuestión del presupuesto, ya lo comentó el Comisionado Acosta. Aunque se ha hecho mucho énfasis en las pruebas de producción, hay otros rubros que también posiblemente tengan algunos cambios durante la ejecución del proyecto, y me voy a referir nuevamente a las pruebas de producción de las que tanto hemos hablado.

En las pruebas de producción lo que se hace es fluir un pozo por determinado tiempo con diferentes estranguladores para saber cuál es su productividad y, finalmente, una prueba de alcance extendido que nos permite conocer el tamaño del yacimiento. Dependiendo de los yacimientos, las pruebas son más largas o más cortas.

Con lo que estamos revisando, seguramente ENI hizo unas suposiciones de qué tamaño, qué tiempos requería, pero seguramente, cuando se lleve a la ejecución, pueden ser más o menos. Seguramente, van a ser menos porque cuando se hacen los presupuestos, se busca poder cubrir el obtener toda la información que se requiere.

Las pruebas de presión-producción son muy importantes porque, además de que permiten caracterizar el yacimiento, calcular porosidad, permeabilidad, cambios de permeabilidad dentro del yacimiento, fallas, también permiten conocer cuál es la productividad que van a tener los pozos durante su etapa de producción.

Así como acabo de comentar ahorita la parte de producción, pudiera ser que haya cambios en el área de ingeniería de yacimientos o en alguna otra.

Ya lo comentó el Comisionado Acosta, nada más hago énfasis en que el presupuesto seguramente va a tener valores a la baja con el tiempo y que esto que estamos ahora aprobando está basado en suposiciones que, en este caso, ENI planteó a las áreas correspondientes y que ellos analizaron y consideraron que eran lógicas.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Esas suposiciones de las pruebas de producción de alcance extendido están consideradas con una duración de cinco días que pudieran modificarse en caso de que durante la operación fuera necesario por cuestiones técnicas. Ellos están considerando un rango de cinco a diez días; en el presupuesto consideraron cinco días, pero durante la operación pudieran ser de una mayor duración.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es fácil calcularlo. Tenemos la permeabilidad con los datos de los primeros pozos, tenemos la velocidad de los fluidos dentro del medio poroso y podemos verificar si cinco días es suficiente o solamente tres o solamente dos, porque todo depende de la posición del pozo dentro del yacimiento; si está muy cercano a una frontera, eso va a tener menos

tiempo. A eso me refiero, que va a cambiando en el tiempo y que puede ser diferente el presupuesto al costo de ejecución y que seguramente tendremos que buscar que vaya a la baja, porque le conviene al operador y nos conviene a nosotros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En los planes, sobre todo en las fases de desarrollo, de producción –tratándose de periodos tan largos, sobre todo el de producción–, es normal y recurrente que haya revisiones y que, en su caso, tienen que regresar a este Órgano de Gobierno.

Siguiendo el orden que apunta el Comisionado Acosta, tenemos en pantalla un texto para pasar a la votación para que, en su caso, aprobemos el Plan de Evaluación y su correspondiente Programa de Inversiones.

Colegas comisionados, pongo a su consideración la aprobación del Plan de Evaluación que presenta la empresa ENI con su asociado Programa de Inversiones, sujeto a la observación detectada en relación con las pruebas de producción, en donde estaríamos sujetando ese renglón a que la empresa presente nueva información para que ese renglón en particular también pueda ser parte de su presupuesto de trabajo en el segundo año. Con esa observación, con esa salvedad, pongo a su consideración la aprobación del Plan de Evaluación y su correspondiente Programa de Inversiones. Quienes estén a favor de este acuerdo, les pido levantar la mano.

SECRETARIO, LICENCIADO CLAUDIO GALINDO MONTELONGO.- Se registra la votación, Comisionado Presidente, y tomando en cuenta el sentido de cada voto, el Plan de Evaluación se aprueba por unanimidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Secretario. Comisionado Ponente, adelante.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente.

Hemos aprobado ya Plan de Evaluación, que son los dos primeros años contractuales, establece objetivos generales y un techo de inversión denominado Programa de Inversiones.

Ahora, de acuerdo con el contrato, tenemos que aprobar el Programa de Trabajo del primer año. Para ello quisiera primero leer las cláusulas correspondientes para ubicarnos en el proceso que estamos siguiendo para su aprobación.

Dice la Cláusula 9.1 del contrato que tenemos firmado con la empresa ENI de México:

> El Contratista deberá presentar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para su aprobación Programas de Trabajo anuales para cada una de las Actividades Petroleras, incluyendo su Abandono.

Me voy al segundo párrafo para hacer referencia a lo que en la materia nos ocupa:

> En el caso del primer Programa de Trabajo del Periodo de Evaluación, su aprobación se otorgará de manera simultánea con la aprobación del Plan de Evaluación, según corresponda, de conformidad con lo establecido en las Cláusulas 4.1 y 5.2.

La Cláusula 9.2 habla de los programas de trabajo del periodo de evaluación, que es en el que nos encontramos:

> El primer Programa de Trabajo del Periodo de Evaluación será presentado simultáneamente con el Plan de Evaluación para la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Dicho primer Programa de Trabajo del Periodo de Evaluación deberá cubrir las Actividades Petroleras a realizarse durante el primer Año Contractual y durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual.

Esto significa que estamos presentando para su discusión y, en su caso, aprobación el Programa de Trabajo desde la fecha efectiva, que es el 30 de noviembre de 2015, hasta el 31 de diciembre de 2016.

Para conocer el proyecto le pido nuevamente al doctor Felipe Ortuño que nos haga la presentación correspondiente.

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

Estamos en la evaluación del primer Programa de Trabajo. El primer Programa de Trabajo va asociado al presupuesto del año 1 y la evaluación técnica de las actividades que están planteadas en ese primer Programa de Trabajo y la consistencia con el plan.

La consistencia se refiere a que es un extracto del plan que vimos anteriormente, solamente que está cortado el año 2017.

Aquí vemos el primer Programa de Trabajo, es una síntesis, y vemos también las actividades que se están desarrollando durante este primer año de trabajo.

Tenemos las evaluaciones técnico-económicas en verde, en la parte superior, sobre todo el pre-procesado, el procesado, la interpretación y reprocesado de datos sísmicos que van a servir para empezar a caracterizar los yacimientos. Prácticamente, va a ser una actividad que se termina en este año. Realmente, va hasta enero del próximo año, solamente que el señalamiento aquí es que más del 90 por ciento se estaría cumpliendo con el procesamiento sísmico.

Otra de las actividades que serían ejecutadas y que están siendo ejecutadas en este año es el diseño de los pozos y la terminación de los pozos –es el diseño completo que dura 7 meses–, los estudios de fondo marino y también los estudios de impacto ambiental que ya fueron realizados.

Lo que vemos en gris son actividades que se están llevando a cabo también en este año, pero que tienen una continuidad al año siguiente.

Aquí estamos señalando en un esquema de la cadena de valor del proceso exploratorio cuáles son las actividades más significativas en este año. Son los procesamientos en profundidad y en tiempo que ya señalé, las interpretaciones, pero sobre todo el inicio de la perforación del pozo Amoca-2 en noviembre de este año.

Aquí, como en el caso precedente, en el plan global hacemos una valoración de cada una de estas actividades, en donde vemos la importancia que tiene en las actividades subsecuentes. Estamos enlistando todas, de tal manera que la valoración que se hace por parte de la CNH va orientada a esos comentarios que están acotados a este año.

Como ejemplo, el prospecto Amoca-2 se inicia en noviembre de este año ya dentro del aterrizaje del periodo de procesamiento, interpretación, ingeniería previa a la perforación de pozos, donde el objetivo es verificar la extensión de la acumulación de los hidrocarburos y este pozo se estaría terminando el próximo año.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante el presente documento soporte de decisión, aprueba el primer Programa de Trabajo asociado al Plan de Evaluación para el Área Contractual 1, correspondiente al contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

La aprobación del primer Programa de Trabajo sólo significa que el contratista tiene autorización técnica para realizar las actividades contempladas en el mismo, conforme a lo establecido en la Cláusula 10.6 del contrato.

En términos del Programa de Trabajo y de acuerdo con las actividades programadas en el primer año de operación del plan, el contratista cumpliría con la ejecución de 202 unidades de trabajo que corresponden sobre todo al procesamiento sísmico.

Los resultados obtenidos serán los insumos necesarios para dar continuidad secuencial a las operaciones programadas en el Plan de Evaluación.

Esto es, en resumen, el primer Programa de Trabajo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias, Comisionado Presidente.

¿Todo el reprocesamiento sísmico se hace en el primer año o también hay reprocesamiento sísmico en el segundo año?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Hay en enero nada más, esa barra que va durante todo este año de reprocesamiento sísmico, prácticamente se hace el noventa y tantos por ciento en este año y alcanza enero de 2017.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque aquí son 693 kilómetros cuadrados.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces ya es todo, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Sí, prácticamente todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero el trabajo no culmina sino hasta...

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No culmina sino hasta enero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Digamos que toman la totalidad del área que quieren estudiar; no obstante, lo culminan hasta enero.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Sí, y lo contabilizable de todas esas actividades que hacen en este año es solamente el reprocesamiento sísmico que representa las 202 unidades de trabajo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Esas 202 consideran 693 kilómetros cuadrados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, está en la lámina anterior.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No consideran los 693 kilómetros cuadrados porque esas 202 unidades de trabajo son las áreas que le fueron adjudicadas a ENI México, es decir, la envolvente fue más grande, pero esas unidades de trabajo solamente corresponden a los tres campos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A los 67 kilómetros cuadrados, no a los 693.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias por la precisión, Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Porque el contrato no te lo permite.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. Muchas gracias por la precisión. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Como ustedes lo han escuchado, se trata únicamente de actividades aún no relacionadas con la parte económica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Eso viene en otro acuerdo que estaremos tomando, en su caso, más adelante.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Exactamente. Repito, se trata de las actividades del primer año del Plan de Evaluación que acabamos de aprobar.

Presidente, yo solicitaría, si no hay algún otro comentario, que lo someta a votación en esos términos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Les propongo, colegas, que en función del material resumido y expuesto, procedamos a votar la procedencia del primer Programa de Trabajo asociado al Plan de Evaluación, que ya sabemos que tiene una duración de dos años, éste es el Programa de Trabajo relacionado con el primer año. Posteriormente, hablaremos de su presupuesto, pero por ahora lo que está a su consideración es aprobar estas actividades del primer año.

Quienes estén a favor de aprobar el primer Programa de Trabajo del Plan de Evaluación de ENI de este contrato, les pido, por favor, levantar la mano. Muchas gracias.

SECRETARIO, LICENCIADO CLAUDIO GALINDO MONTELONGO.- Se registra la votación y tomando en cuenta el sentido de cada voto, el primer Programa de Trabajo se aprueba por unanimidad.

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

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente, compañeros.

Una vez que ya tenemos aprobado el Plan de Evaluación por dos años, el Programa de Trabajo del primer año de ese Plan de Evaluación, nos corresponde ahora analizar el Presupuesto de Costos de ese primer año de trabajo.

En estas circunstancias y para seguir el orden que hemos llevado en esta sesión, me gustaría leer las cláusulas del contrato que dan sustento a esta aprobación.

Las cláusulas correspondientes son la 10.1, que habla de los presupuestos:

> El Contratista deberá presentar para la aprobación de la CNH, conforme a los Procedimientos de Contabilidad, un Presupuesto de los Costos a incurrirse en la implementación de cada Programa de Trabajo, de manera simultánea a la presentación de dichos Programas de Trabajo. 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. Los proyectos de Presupuestos deberán: (i) denominarse en Dólares; (ii) incluir un estimado pormenorizado de los Costos necesarios para implementar las Actividades Petroleras descritas en el Programa de Trabajo al que corresponda el Presupuesto; (iii) incluir el calendario de erogaciones estimadas de los Costos; (iv) indicar cualquier supuesto o premisa utilizada en la elaboración de los mismos, y (v) contener el alcance suficiente para permitir a la CNH la evaluación adecuada

de los mismos con base en los Procedimientos de Contabilidad y el catálogo de Costos incluido en el Anexo 4. Además, el Contratista deberá proveer los documentos de soporte de sus estimaciones de Costos. Los proyectos de Presupuestos deberán ser congruentes con el Plan de Evaluación o el Plan de Desarrollo, según sea el caso, y el Programa de Trabajo de que se trate.

Y la Cláusula 10.2 dice lo siguiente:

El primer Presupuesto del Periodo de Evaluación será presentado simultáneamente con el Plan de Evaluación. Dicho primer Presupuesto deberá incluir los Costos a incurrirse durante el primer Año Contractual y los Costos a incurrirse durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual. El Contratista deberá presentar el Presupuesto de cada Año subsiguiente a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior.

Nuevamente, estamos hablando de un presupuesto que tiene como inicio la fecha efectiva, que fue el 30 de noviembre de 2015, y el primer año de la fecha efectiva es 30 de noviembre de 2016, pero el contrato dice que incluirá el resto del año, es decir, también el mes de diciembre, entonces es del 30 de noviembre de 2015 al 31 de diciembre de 2016.

Aquí le pediría al Ingeniero Fausto Álvarez, Director General de Estadística y Evaluación Económica, que nos haga la presentación correspondiente al proyecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, ingeniero.

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

Como ya se mencionó, el presupuesto que está en evaluación está asociado al programa del primer año solamente y, como ya también hizo la aclaración el Comisionado Acosta, cubre de noviembre de 2015 a diciembre de 2016.

El objetivo es emitir una opinión de aprobación o no de este primer Presupuesto de Costos de 2015 a 2016 del contrato CNH-R01-L02-A1/2015, entregado por ENI México, S. de R.L. de C.V., asociado al Programa de Trabajo del primer año del Plan de Evaluación del Área Contractual 1 de la Segunda Licitación de la Ronda 1.

Se me hace prudente en este momento hacer una aclaración de lo que son los niveles de aprobación presupuestal para que, conforme nos vayamos moviendo a través de la presentación, quede un poco más claro cómo es que se hizo el análisis para la aprobación del presupuesto.

Para los niveles de aprobación del presupuesto nos estamos basando en el Anexo 4 del contrato que básicamente refiere al procedimiento de contabilidad de registro y de recuperación de costos, donde se establece en la Sección II, numeral 1.7, cómo es que se debe presentar la información.

Con base en ese Anexo 4, podemos ver que el presupuesto total se debe presentar con base en la siguiente clasificación.

Se establecen lo que son las actividades petroleras que van por toda la cadena de valor, como lo mencionó el doctor en su intervención, y para cada una de esas actividades petroleras existe una subclasificación que se conoce como subactividades petroleras, que es el nivel de detalle de aprobación de este presupuesto, y aquí es donde nos vamos a basar.

Sin embargo, cuando el contratista –en este caso, ENI– presentó su presupuesto asociado al programa del primer año, llegó al detalle de tarea, lo que nos permitió hacer un análisis más elaborado.

Algo que es importante señalar es que ENI presentó presupuesto para la subactividad general, la subactividad de geofísica, la subactividad de ingeniería de yacimiento, la subactividad de otras ingenierías, la subactividad de

perforación de pozos y la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente. Nada más para corroborar un poco la discusión que hemos tenido, no presentó en pruebas de producción porque eso es algo que solamente se iniciará para el presupuesto del segundo año, en 2017.

Lo que podemos ver aquí es lo que ya comentó y elaboró el Comisionado Acosta, son básicamente los criterios en los cuales el contratista se debe de basar, de acuerdo a la Cláusula 10.1 del contrato. Esto nos sirvió de guía y de lineamiento para hacer la aprobación como tal, entonces ya no voy a entrar tanto en la elaboración de esta lámina.

Sin embargo, es importante destacar que bajo la Cláusula 10.1 del contrato se establecieron criterios de evaluación que nos permitieron hacer el análisis del presupuesto que presentó ENI.

Dentro de estos criterios de evaluación establecimos, en primera instancia, lo que denominamos la Metodología de Aprobación del Presupuesto de Costos, donde básicamente nos movemos a través de tres actividades.

La primera es una revisión de congruencia. Esta revisión de congruencia se hace entre lo que presenta ENI en este presupuesto y que sea congruente con el Programa de Trabajo que ya ha revisado y evaluado la parte técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En segunda instancia, hacemos un análisis comparativo de costos. Aquí voy a elaborar un poquito para que quede claro cuál es el análisis comparativo de costos que hacemos. Al final del día, lo que nos permite este análisis comparativo de costos es, con base en la evaluación que vamos a hacer por subactividad, que estas subactividades se ubiquen dentro de parámetros internacionales que se han establecido dentro de ciertos rangos.

Lo que se ha hecho aquí es que se han tomado referentes internacionales como bases para definir rangos de confiabilidad para la evaluación que se aplica a cada una de las subactividades. Lo que hemos hecho ahí es establecer un intervalo que va de -10 por ciento a +20 por ciento, y así es como ha sido utilizado el criterio para hacer la evaluación para cada una de las subactividades que ha presentado ENI dentro de este presupuesto.

Considero apropiado mencionar que este rango que se ha elegido está basado y está soportado por literatura y por metodologías utilizadas en la industria para la estimación de precios y costos de mercado cuando se presentan presupuestos de este tipo.

Básicamente, esa es la parte del análisis comparativo.

Adicional a esto, entramos en la fase de justificación de la información que ha presentado el contratista. Obviamente, nos presenta un presupuesto, pero si se requieren aclaraciones, hay esa serie de aclaraciones donde se le solicita al contratista que justifique cierta información donde requerimos un mayor nivel de detalle para el análisis.

Una vez que hemos pasado sobre esa metodología, en específico para el análisis comparativo de los costos, considero prudente mencionar cuáles fueron las fuentes de datos que consideramos para el análisis y para la evaluación de este presupuesto asociado al programa del primer año.

La Comisión tiene acceso a una base de datos de costos internacionales, lo que nos permite tener acceso a rangos dentro de la industria y así podamos establecer unas medias y sobre eso establecer los rangos en los cuales nos movemos, el rango que ya mencioné anteriormente del -10 y +20 por ciento.

Adicional a la base de datos de costos internacionales con la que cuenta la Comisión Nacional de Hidrocarburos, tenemos otras fuentes de consultas. Nos acercamos a compañías especializadas, dependiendo del tipo de subactividad que estábamos analizando, pues había ciertos puntos en los que requeríamos

una clarificación y abundar un poco más en el detalle de cada uno de estos elementos.

Finalmente, otra de las cosas que se utilizaron para construir este análisis comparativo fue la parte del presupuesto con otros proyectos y características similares que tiene la Comisión a dictaminar para establecer símiles entre los proyectos que la Comisión tiene en este momento a evaluación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Nada más para entender. Con base en las distintas bases de datos disponibles y otras consultas, lo que hizo el área técnica es generar un intervalo de rango de precios a nivel internacional, mismos que serán utilizados de manera análoga, como lo vimos en el Plan de Evaluación. Estos intervalos de precios servirán para evaluar cada una de esas actividades en general, todo el presupuesto anual, y cada una de las subactividades, como usted lo describió, y supongo que es lo que vamos a ver a continuación.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Creo que no lo entendí así. Según yo, son excluyentes una de otra, o sea, si el concepto del Presupuesto de Costos se encuentra dentro de la base internacional que sirve como referencia a la Comisión, nos quedamos hasta ahí, ya no tomamos como fuente ninguna otra base, ningún otro parámetro. Si el concepto de costos no se encuentra en la base que nos sirve como referencia primaria, entiendo que solamente en ese supuesto es que acudimos a una fuente distinta. Y si no encontramos el concepto de costos en esta segunda fuente, acudimos a la tercera forma de verificar el costo, que es ver un proyecto análogo. ¿Eso es así? Porque como lo expuso, maestro, pareciera que vamos una por una, y creo que no es el caso. Si el

Presupuesto de Costos se ubica en la base, nos quedamos ahí para la comparación de costos y vemos si está dentro del parámetro.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo lo entendí así también. A ver, ingeniero Álvarez, corríjanos.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos dispone de distintas bases de datos que reflejan costos y precios del mercado internacional de la industria petrolera, mismas que se van actualizando periódicamente, entonces son bases de datos que no sólo nos dan el detalle, sino nos dan la oportunidad de conocer los precios de la industria en el momento actual. Estas bases de datos de las que dispone la Comisión es nuestra primera referencia para generar este rango de precios de mercado. En algunos casos, por el detalle del análisis que se hace en la Comisión, puede haber algún rubro que no encontremos en nuestra base de datos y en cuyo caso usted, como lo señaló, refirió a algunos expertos internacionales que también proveyeron información adicional.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces esa es la secuencia. Como bien apunta el Comisionado Pimentel –y agradezco la precisión–, no es que se haya consultado a un externo para todos los temas, sino que tenemos unas bases de datos bastante detalladas y sólo por excepción en algunos renglones no encontramos ese detalle, entonces usted recurrió a un experto. En cada caso, la referencia de precios estará detallada en el dictamen final de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, mismo que será público.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Es correcta la apreciación del Comisionado Pimentel. Lo que hacemos es hacer ese análisis primero contra nuestras bases de datos de costos que tenemos y, en dado caso de que no exista, vamos al siguiente nivel de detalle y así nos movemos consecutivamente hasta encontrar el dato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Quizá nada más agregar que la base de datos de costos internacionales, que es nuestra base primaria para la identificación, cálculo y aprobación de los costos, es una base de datos que utiliza el mercado en general, los operadores y las propias autoridades semejantes a la Comisión Nacional de Hidrocarburos de manera internacional, o sea, estamos siguiendo prácticas internacionales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es una base de datos reconocida internacionalmente por la industria y por las distintas autoridades en el mundo, o sea, no es una base de datos específica de la CNH, es un servicio de información que tenemos que está reconocido por la industria y las autoridades internacionales. Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Vale la pena precisar que esta base de datos tiene en algunas ocasiones costos unitarios; por decir algo, para hacer un análisis de ingeniería, lo que vamos a encontrar ahí es cuánto cuesta por hora.

Lo que también se hizo dentro de la Comisión fue validar que la propuesta de ENI tuviera las horas adecuadas para hacer un estudio de ingeniería, que es mi ejemplo, y entonces se hace la multiplicación por costo unitario y es que se logra determinar que está dentro del rango que dice el ingeniero Fausto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Quizá para abundar un poco en el detalle de la base de datos de costos que utilizamos, lo que hacemos es que construimos dentro de esta base de datos un símil de lo que es el programa del primer año y

es así como empezamos a hacer el detalle de los costos. Tomamos como base ese diseño, construimos eso dentro de la base de datos y es así que podemos comenzar a disgregar los datos, tal cual lo comenta el Comisionado.

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

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

Lo que podemos ver aquí es el presupuesto total que corresponde al primer año, diciembre de 2015 hasta diciembre de 2016.

Lo que ENI nos está reportando para este primer presupuesto asociado al primer programa presentado son 55 millones 767 mil dólares en total.

Lo que podemos ver en esta gráfica es cómo están subdivididos con base en las subactividades que vimos, donde el contratista tiene que reportar la información.

Como podemos ver a grandes rasgos dentro de este primer gráfico, la gran mayoría –casi un 60 por ciento del presupuesto total asociado– corresponde a la perforación de pozos. Esto es la perforación del pozo Amoca-2, donde inicia perforación en noviembre de este año, tal cual lo comentó el doctor Felipe.

Lo que vamos a hacer aquí es ir por cada una de estas subactividades y vamos a ir haciendo la explicación de cómo se ve esta subactividad con base en este ejercicio de verificación de rangos, cómo se encuentra con base en este análisis que realizó la Dirección a mi cargo.

En primera instancia, tenemos lo que es la subactividad general. Para la subactividad general tenemos un monto total reportado de 11 millones 511 mil

dólares, donde los gastos contemplados en esta categoría aportan un 21 por ciento del presupuesto total de 2015-2016. Dentro de esta subactividad general concentramos dos tareas principales que nos reporta el contratista.

La primera de ellas es la administración, gestión y gastos generales del proyecto, que representa casi el 90 por ciento del total de esta subactividad.

La segunda de ellas es la evaluación técnico-económica, que representa el otro 10 por ciento de este rubro.

¿Qué considera cada una de éstas?

La parte de la evaluación técnico-económica se refiere a todas aquellas actividades que el contratista siguió para la elaboración del Plan de Evaluación.

En la parte de los costos administrativos se destacan todas las tareas que incorporan, por ejemplo, los costos del personal, la parte de los seguros, las actividades de procura y de contratación que ha seguido la compañía, todos los sistemas contables que tiene que establecer para hacer el reporte adecuado al Estado, todos los costos de oficina, los costos de seguridad, equipos de cómputo, etcétera.

Aquí simplemente estamos puntualizando cuáles son los componentes que tienen un mayor impacto dentro de esa tarea de administración.

Al final del día, el comparativo de esta subactividad, como bien se comentó en esa metodología que seguimos para el análisis y la aprobación, fue a partir de otros proyectos a los que la CNH tiene acceso y tiene que dictaminar.

Con base en esto, ENI nos está reportando los 11 millones 511 mil dólares para la subactividad general, que se encuentran por debajo del rango de evaluación de la Dirección.

En segunda instancia, tenemos lo que es la subactividad geofísica. Aquí el doctor Felipe Ortuño hizo el favor de elaborar a detalle, pero básicamente se reportan tres tareas principales.

La primera de ellas es la interpretación sísmica y el modelo geológico.

La segunda es lo que ya se elaboró un poco a detalle, el reprocesamiento de la sísmica, que van a hacer una conversión en profundidad y van a hacer una conversión en tiempo para los kilómetros que se mencionaron.

En este sentido, como podemos observar en el comparativo que tenemos aquí, en términos totales, la subactividad de geofísica también se encuentra dentro del rango que ha establecido la Dirección para la evaluación del presupuesto.

La siguiente subactividad es la subactividad de ingeniería de yacimientos. En esta subactividad de ingeniería de yacimientos se encuentran relacionadas todas aquellas actividades con el modelo y la simulación de yacimientos, la caracterización de yacimientos y lo que es la parte de diseño de pozos.

En la parte del modelado y de la simulación de yacimientos, ésta incluye todos los gastos necesarios para incluir y actualizar modelos estáticos y dinámicos, que son los que necesita reconstruir y actualizar el contratista.

En la parte de la caracterización de yacimientos lo que se nos está reportando es que consiste en la integración de toda la información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería para generar el modelo geológico del yacimiento como tal.

Finalmente, la parte del diseño de terminación de pozos, que equivale al 68.4 por ciento de esta subactividad, contempla los costos relacionados al diseño de los cuatro pozos de evaluación, así como también el diseño de las trayectorias de cada uno de estos pozos. De igual manera, el programa de adquisición de datos para cada uno de ellos y el diseño de las pruebas de producción. Básicamente, es lo que contempla ese rubro de diseño de pozos.

El presupuesto presentado por ENI para los conceptos relacionados con ingeniería de yacimientos, como podemos observar, se encuentra igualmente en rango dentro de lo que ha establecido la evaluación del presupuesto.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es que ahí nada más me hizo ruido el tema del diseño de terminación de pozos porque los pozos van al segundo año del Plan de Evaluación. Perdón, la pregunta quizá es muy básica, pero ¿a qué se refieren aquí con terminación de pozos?

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Lo que pasa es que aquí lo que se considera es la construcción del esquema de cómo va a ser construido el pozo, es la primera fase.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Que habrán de construir el año que sigue.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Correcto. Tienen que hacer la definición de cada uno de los pozos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y es casi el 69 por ciento de esta subactividad.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Son los cuatro pozos o es un solo pozo?

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Son los cuatro pozos, Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Dentro de la siguiente subactividad, que es la que se denomina como otras ingenierías, se consideran los gastos de las tareas de la ingeniería conceptual y la parte de estudios de fondo marino, donde el 60 por ciento prácticamente se va a la parte de ingeniería conceptual.

Esta parte de ingeniería conceptual incluye todas las actividades relacionadas con la elaboración del Plan de Desarrollo –como ya lo había comentado el doctor Felipe– y, de igual manera, considera el tiempo de los especialistas que intervienen en la generación de este Plan de Desarrollo.

Es importante recalcar la variedad de especialidades que se requieren para la creación del Plan de Desarrollo, donde tenemos desde ingenieros de yacimiento, gente de operación en perforación, especialistas en logística, salud, medio ambiente, gerencia de proyectos, planificación de proyectos, operaciones, porque prácticamente es el diseño del plan, entonces intervienen todos estos componentes dentro de la tarea de ingeniería conceptual.

Dentro de la parte del estudio de fondo marino, ENI está proponiendo hacer –valga la redundancia– un estudio de fondo marino con una superficie de 67.36 kilómetros cuadrados. La razón por la que ENI está realizando este estudio de fondo marino es porque pretenden detectar posibles anomalías geológicas que pudieran presentar algunas características de riesgo cuando estén perforando los pozos.

Como podemos ver en el comparativo que se realizó con respecto a nuestros rangos de referencia internacional, de igual manera, ENI se encuentra dentro del rango que se ha establecido para esta actividad.

La siguiente subactividad es la parte de perforación de pozos. Como ya lo había mencionado en la primera lámina, cuando presenté el general, es la que se lleva prácticamente el 60 por ciento del total del presupuesto del primer año. El monto programado para estos pozos simplemente considera en este año el pozo Amoca-2, que tiene programado iniciar perforación en noviembre de este año, como ya se ha comentado.

Dentro de esta subactividad de perforación de pozos tenemos asociadas varias tareas que el contratista nos ha reportado, donde la principal son los servicios de perforación de pozos.

En este sentido, me voy a permitir hacer una breve descripción para que vean el contenido de cada uno de estos componentes.

La parte de transporte de materiales y equipo comprende lo que es la movilización del equipo, de los componentes de infraestructura, todo lo que es la parte de materiales y combustibles y también está incluido el personal que trabaja en plataforma.

Los servicios de soporte son todas aquellas actividades necesarias para mantener la operación de perforación de pozos, así como aquellos costos contingentes asociados al mismo.
En la parte de servicios de perforación, que –como observábamos– era el componente más importante de la subactividad de perforación de pozos, se están contemplando dos actividades. La primera es la operación de la plataforma y la segunda está asociada a la perforación direccional y la cementación de los pozos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, ingeniero, una pregunta. ¿Esa prueba de formación significa que la perforación de ese pozo que inicia en noviembre va a llegar antes de que acabe el año a la formación que queremos producir, evaluar?

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Se inicia la perforación del pozo en noviembre y termina...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Por ahí de marzo.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Sí, más o menos. No tenemos el dato de qué profundidad podría alcanzar.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Supongo que la prueba de formación aquí es diferente a la prueba de producción o de alcance extendido, porque ahí se lleva 21 por ciento del monto. ¿Esa se haría por ahí de marzo?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces no debe estar dentro del presupuesto de este año.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- En ese caso, voy a revisar. Comienza y parte de ese presupuesto asociado está dentro del presupuesto del primer año y muy probablemente otra parte del presupuesto está asociada al segundo año.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Yo creo que sí entra porque es noviembre 2015-diciembre 2016, vas a empezar a perforar en noviembre de 2016. Suponiendo que empezáramos el 1 de noviembre, vas a tener 60 días para perforar ese pozo, esperando que antes llegues a esa formación que queremos probar. Mi pregunta es si se va a ejecutar ese 20 por ciento del presupuesto de este monto que está asociado a la subactividad de perforación de pozos.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Pudiera ser, el primer objetivo está a 2 mil metros de profundidad, más o menos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Tiene que ser así. Si no se ejecuta en esas condiciones, a la hora de la ejecución, el costo no se aprueba. Recordemos que éste es un presupuesto; al ser un presupuesto, se está planteando con esas metas. Si no se agota a la hora de que se presenta la ejecución de los trabajos, en la recuperación de costos únicamente se aprobarán los trabajos correspondientes al mes de noviembre y diciembre de este año.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Eso no tendría problema a la hora de hacer la ejecución.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, ya en la realidad no importa, donde caiga y lo que aprobemos. Mi preocupación es que realmente aprobemos algo que sí se va a ejecutar, por eso era mi pregunta de los tiempos; si se dan, no hay problema.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si llega a ocurrir que no llegan a ejercer ese porcentaje, no es un costo deducible para este ejercicio, como lo apunta el Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- O será deducible lo que corresponda a los trabajos que vayan a ejecutarse hasta el 31 de diciembre.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Vamos a precisar dentro del Plan de Evaluación hasta qué profundidad llegaría el pozo, suponemos que es hasta la primera formación.

Ahora bien, para la evaluación de la consistencia y suficiencia de información y poder emitir todos estos documentos que se hicieron, se tuvo que hacer una

interacción con ENI México, de tal manera que se llevaron a cabo cuatro reuniones de trabajo para tratar distintos puntos que no estaban suficientemente ventilados. Esas reuniones de trabajo se llevaron a cabo el 4 de mayo, el 6 de mayo, el 24 de mayo y ayer, el 17 de junio.

El 4 de mayo se trataron los temas de volúmenes de recursos descubiertos y recursos prospectivos, el alcance del procesamiento sísmico de 693 kilómetros, la precisión de los prospectos delimitadores y el programa de las pruebas de producción de alcance extendido.

El 6 de mayo, las aclaraciones sobre el primer presupuesto y el programa de transferencia de tecnología, las aclaraciones de la clasificación de los recursos descubiertos y volúmenes estimados.

El 24 de mayo se dedicó solamente esa reunión de trabajo al primer presupuesto que se está presentando ahorita.

Finalmente, ayer se trató el tema de la confidencialidad de la información técnica y económica presentada por ENI México.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, doctor.

Hago también una precisión en función de lo comentado. La tarea de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en una primera instancia –si se dan las condiciones técnicas y económicas adecuadas–, es aprobar estos presupuestos, los planes, pero posteriormente vendrá el trabajo de verificación en campo. La Comisión Nacional de Hidrocarburos estará verificando en campo el cumplimiento de las tareas y el cumplimiento de los presupuestos para cada ejercicio. Doctora Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Antes de iniciar la perforación, yo agregaría la autorización de la perforación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Claro. Como lo establece la ley, los pozos de exploración, aguas profundas, diseño de tipo de pozos para no convencionales, requieren autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, entonces también estos requerirán autorización. Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí no me quedó claro cuándo tienen planeado terminar el pozo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Inicia en noviembre de este año y a ver si podemos verificar la información.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque estamos hablando de la realización de pruebas de formación que reportan del orden de 6 millones de dólares, ese 20 por ciento son 6 millones de dólares, entonces creo que sí es importante saber cuándo va a terminar. No se trata de alcanzar la primera formación, se trata de hacer todas las pruebas de formación que tenían planeadas para ese pozo específico.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Típicamente, doctor, cuánto tiempo tarda la perforación de un pozo en aguas someras como este delimitador?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No tengo el dato en la mente, pero yo creo que pueden hacerlo en 40 o 45 días, si no tienen problemas, pero no sé la geología. Es más, seguramente nosotros tenemos información de qué fue lo que sucedió con estos pozos que se perforaron en 2003, 2008 y 2013 en Miztón, y de ahí podemos sacar una conclusión. Me parece que sí se debe terminar este año, por eso la pregunta.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- El primer pozo termina en enero de 2017.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tres meses.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- El segundo pozo inicia en enero de 2017 y termina en marzo de 2017.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces sí se pasa un mes más de este año. Yo coincido con lo que dice el Comisionado Gaspar Franco, habría que checar que el presupuesto sea para este año. Aunque al final tenemos esta anotación del Comisionado Presidente y que ya se ha mencionado varias veces en la reunión, que la ejecución es la que nos va a decir cuáles son los costos que se van a considerar, pero creo que es importante tener la claridad de la planeación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin duda. Entonces, doctor, termina en enero, inicia en noviembre. Ya el detalle de los días, habría que ver si principios de noviembre o finales de noviembre.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Aquí está, Comisionado, justamente, con un avance este año de más o menos el 70 por ciento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es como lo tienen programado, tener un avance del 70 por ciento dentro de este año.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que se van a gastar aquí es el 70 por ciento de todas las pruebas de formación, seguramente.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Un par de comentarios.

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

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- El primero de ellos, como bien lo comentaba el Comisionado Presidente y también el Comisionado Ponente, es que cabe hacer mención que la aprobación de este primer presupuesto sólo significa que el contratista tiene autorización técnica de la Comisión para incurrir en esos costos y en esos gastos relacionados a las actividades del programa del primer año, y eso no infiere ninguna otra cosa. Nada más para aclarar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Y el segundo punto, para lo de la parte de las pruebas de formación, básicamente ésta contempla lo que sería toda la toma de información de registros, núcleos, etcétera. Es lo que está contemplado dentro de este rubro y es a lo que corresponde este costo y esta información.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Adelante, ingeniero, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Habiendo hecho la descripción, lo que podemos observar para la subactividad de perforación de pozos es que, nuevamente, ENI se encuentra dentro de los rangos que se establecieron para el análisis del presupuesto.

Por último, tenemos la subactividad de seguridad, salud y medio ambiente, que se compone por estudios de impacto ambiental, la parte de prevención y detección de incendios y fugas, auditorías de seguridad y tratamiento y eliminación de residuos.

En la parte de estudios de impacto ambiental se incluye el gasto asociado a la elaboración de la línea base ambiental y la línea base social, así como todos los sistemas de salud industrial y permisos ambientales.

Para la parte de prevención y detección de incendios y fugas de gas consideran lo que es el equipo de control de derrames. Asimismo, están proponiendo hacer un estudio blowout, que hace una simulación de derrame de crudo y con base en estos escenarios refinan los supuestos del programa de control de derrames.

De igual manera, aquí se incluye el costo asociado del plan de respuesta de emergencia, que es organización, recursos y materiales.

Finalmente, está la parte de desarrollo e implementación del sistema integrado de gestión, seguridad industrial, higiene ocupacional y medio ambiente.

Para la parte de las auditorías de seguridad se estima, de acuerdo al programa que presentó el contratista, que van a hacer una auditoría cada 6 meses para dar seguimiento al plan de implementación requerido por ASEA. Ese es el costo asociado de auditorías de seguridad.

Finalmente, la parte de tratamiento y eliminación de residuos. Ésta contempla lo que es el plan de manejo de residuos, mismo que se tendrá que ejecutar como parte de las actividades propias del proyecto.

Dentro del comparativo y los rangos de referencia internacional que se establecieron, nuevamente, ENI se encuentra dentro de los rangos de gasto estimado con base en los precios de mercado para actividades similares.

Aquí lo que quise hacer fue un resumen muy similar al que se presentó cuando se hizo la parte del programa de inversiones, donde podemos ver el presupuesto total del primer año en el primer componente y vemos dónde ENI sale dentro de nuestro comparativo con respecto a nuestro rango de referencia internacional.

De igual manera, como referencia se colocaron todas y cada una de las diferentes subactividades donde ENI ha presentado actividades y que son susceptibles de un presupuesto y de la evaluación de las mismas.

Utilizando estos niveles de aprobación en el Presupuesto 2015-2016 para ENI México, ENI se encuentra 2.8 por ciento por debajo de nuestra referencia internacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En todas las subactividades está dentro o por debajo de los rangos de precios de mercado. En el presupuesto global, que sería el primer presupuesto que se estaría aprobando a esta empresa, está dentro de los rangos de parámetros de mercado. En relación con el dato promedio de referencia de mercado, ENI está 2.8 por ciento por debajo de la referencia promedio.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, INGENIERO FAUSTO ÁLVAREZ HERNÁNDEZ.- Simplemente para cerrar un poco con lo que comentaba el Comisionado Acosta cuando hizo la descripción de los criterios de aprobación, podemos ver que el presupuesto que ha presentado el contratista incluye todos los costos que se van a incurrir durante el primer año contractual, 12 meses a partir de la fecha efectiva –como se comentó– más los meses que falten por completar de acuerdo con el año calendario donde se esté ejecutando, es decir, del 30 de noviembre de 2015 al 31 de diciembre de 2016, con base en la Cláusula 10.2 del contrato.

De igual manera, se verificó que el presupuesto fuera elaborado conforme a los procedimientos de contabilidad que mencionamos, que son en los que nos basamos para el análisis por subactividad.

De igual manera, el proyecto de presupuesto resulta, a nuestra consideración, ser comercialmente viable y razonable. Todo esto de acuerdo con el análisis comparativo de costos para cada una de las actividades que realizó la Dirección.

Finalmente, en la parte del presupuesto presentado por el contratista, cubre con todos los otros requisitos que también se mencionaron, como son la denominación en dólares, que se incluye el estimado pormenorizado de los costos necesarios para implementar cada una de estas actividades petroleras, se presenta el calendario de erogaciones. De hecho, cuando se presenta el presupuesto del primer año, se hace un detalle mensual para el primer año, y para años posteriores simplemente se hace la estimación anual.

También se evaluó que el presupuesto tiene congruencia con la parte del programa y que es concordante con la parte de evaluación que hizo el equipo del doctor Felipe.

Ese es el último de los puntos de evaluación.

Como resultado y conclusión, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emite su opinión favorable respecto del primer Presupuesto de Costos 2015-2016 del contratista ENI, correspondiente al contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto, ingeniero, muchas gracias. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias, Presidente.

En ese mismo sentido, la Ponencia está haciendo suyo el dictamen técnico que nos presenta la Dirección General para efecto de emitir opinión favorable al Presupuesto de Costos relacionado con el Programa de Trabajo del primer año contractual que, a su vez, se relaciona con el Plan de Evaluación de ENI.

La importancia de este documento es que es el primer presupuesto que esta Comisión aprobaría para efecto de inversión ya concreta en materia de inversión con motivo de la Reforma Energética, que sería –como ya lo hemos visto– de 55 millones 767 mil dólares en el primer año, que va a ser una parte de los 245.1 millones de dólares que corresponderían a todo el Programa de Evaluación 2016-2017.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Colegas comisionados, ¿algún comentario? Entonces, ¿procederíamos a votar este punto de acuerdo y luego damos lectura de algún acuerdo general o ya con este tercero quedamos, Secretario?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Lo que yo le propondría al Órgano de Gobierno es que aprobáramos este tercer documento, si así tienen a bien considerarlo, y que derivado de eso hiciéramos una sola resolución de los tres documentos en razón de que se encuentran íntimamente vinculados. Ya con eso habríamos desahogado el Orden del Día.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Colegas comisionados, pongo a su consideración la aprobación del Presupuesto de Costos 2015-2016 del contratista ENI, correspondiente al contrato CNH-R01-L02-A1/2015, mismo que –como se apunta en la exposición y consta en el expediente, e insisto, el dictamen será público– está dentro de los rangos de precios de la práctica internacional conforme a las bases de datos y la información que es de uso aceptado por la industria petrolera internacional.

Como lo apuntó el Ingeniero Álvarez de manera puntual en relación con la referencia promedio, está inclusive 2.8 por ciento por debajo del promedio de la referencia de mercado. Quienes estén a favor de emitir opinión favorable, les pido sean tan amables de levantar la mano. Muchas gracias.

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

RESOLUCIÓN CNH.E.22.001/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos resuelve las propuestas de Plan de Evaluación, de Primer Programa de Trabajo y el proyecto de Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentadas por ENI México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

ACUERDO CNH.E.22.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 4.1, 9.1, 9.2 y 10.1, del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, autorizó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación, el Primer Programa de Trabajo y el Presupuesto del Primer Programa de Trabajo, presentados por ENI México, S. de R.L. de C.V. en relación con el citado Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE.- Algún otro comentario?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Solamente felicitar al Comisionado ponente porque es el primer Plan que se aprueba y que es para una empresa que son de las nuevas que acaban de llegar al país para hacer trabajos de exploración y extracción y obviamente el reto que tuvo nuestro ponente junto con el equipo de trabajo fue mucho, es mucho material, mucho trabajo, mis más sinceras felicitaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Me uno a las felicitaciones, muchas felicidades al Comisionado Acosta, al doctor Ortuño, al ingeniero Álvarez, felicidades a todo el equipo, es el primer plan, es el primer

presupuesto de inversión que se aprueba sobre actividades de los contratos asignados derivados de la reforma energética, en este caso la segunda licitación, vendrán la siguiente semana los programas de exploración de la primera licitación. Gracias al equipo de Juan Minuti que nos ayuda con la transmisión."

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 20:15 horas del día 17 de junio de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Vigésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2016 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 el Secretario designado para esta Sesión.

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

Claudio Galindo Montelongo
Designado como Secretario
para esta sesión