



## ÓRGANO DE GOBIERNO

### CUADRAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 10:18 horas del día 31 de julio del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.0686/2018, de fecha 30 de julio de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Presupuesto presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R01-L01-A2/2015.

Para el desahogo de los primeros tres puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva propuso que su presentación se realizara de forma conjunta y, desde luego, se someterían a consideración de manera individual, las propuestas de acuerdo de cada punto.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.**
  
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Presupuesto presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015**

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, en su calidad de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, Secretaria, colegas. Traemos a ustedes este proyecto de Plan de Desarrollo para la extracción del contratista Eni México. Lo que les propongo es que me permitan darles una introducción al tema, una visión general de lo que plantea este Plan de Desarrollo y que luego las particularidades del mismo las puedan abordar nuestros colegas de las unidades administrativas de la Comisión, la Unidad de Extracción y la Unidad de Evaluación Económica. Si le damos a la siguiente por favor.

Esta es la estructura de lo que le presentaríamos. Ya les dije yo, yo daría solamente la introducción y a partir del cronograma del proceso y hasta comercialización nos haría el favor nuestros colegas de las unidades administrativas de la Comisión de exponerlos. El cronograma, bueno, pues



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



pretende simplemente exponer cuál fue el camino administrativo digamos del desahogo, recepción de información, juntas de trabajo, comparecencias, audiencias y demás. Veríamos el objetivo específico desde luego del plan, cuáles son las características del área contractual; el cumplimiento de lo que prevé el artículo 44, fracción 2 de la Ley de Hidrocarburos, fundamentalmente por lo que hace a la tecnología y al plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación en el largo plazo en condiciones económicamente viables; el Programa de Aprovechamiento de Gas que presentó Eni México; los puntos de medición que evidentemente cuentan con el visto bueno de la Secretaría de Hacienda en términos de lo que marcan las disposiciones jurídicas aplicables; y finalmente el tema de comercialización.

Entrando en el tema de introducción, si podemos avanzar por favor, hay que recordar desde luego que este es un Contrato de Producción Compartida con una vigencia de 25 años que suscribió esta Comisión Nacional de Hidrocarburos en representación del Estado Mexicano con la empresa Eni México como consecuencia de la licitación 2 de la Ronda 1. Recordemos que entonces se licitaron cinco áreas contractuales que contenían ya campos descubiertos en las aguas someras del Golfo de México. El modelo de contratación lo dije ya es de producción compartida y este contrato se suscribió el 30 de noviembre del año 2015. Concluirá en la misma fecha del año 2040, con la posibilidad prevista en el propio contrato de solicitar hasta dos prórrogas adicionales de cinco años cada una.

¿En qué etapa digamos está ahora el contrato? El contrato ya agotó los primeros dos años del periodo de evaluación y la empresa contratista Eni solicitó un periodo adicional más en términos de lo que prevé el propio contrato. De manera que está corriendo el tercer año del periodo de evaluación que habrá de concluir el 30 de noviembre de este año. Concluidos esos tres primeros años, pues quedarían 22 para entrar ya a la etapa de franco desarrollo, que si este Órgano de Gobierno aprueba pues se daría como lo vamos a exponer más adelante. Esta área contractual dije yo antes eran áreas con campos ya descubiertos. Esta área contiene tres campos descubiertos por Pemex en su oportunidad. El primero de ellos es Amoca, un campo que descubrió Pemex en el 2003, el campo Miztón que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

fue descubierto por Pemex en el 2013 y el campo Tecoalli que fue descubierto por Pemex en el 2009.

Creo que vale la pena recordar que en el campo Amoca, Eni en su momento anunció lo que después técnicamente esta Comisión calificó digamos como un redimensionamiento del campo, campo que insisto fue descubierto por Pemex, pero que Eni gracias a las actividades que llevó a cabo en el área pudo redimensionar a la alza. ¿No? Lo que fue una muy buena noticia en su momento. Eni ha perforado aquí cinco pozos y de estos dos son los que me referí yo en el tema del campo Amoca. Son aguas someras – ya lo dije – entre 10 y 40 metros de tirante de agua en las costas de Tabasco. Y si le damos a la siguiente por favor.

Evidentemente Eni lo que pretende y lo que plantea como Plan de Desarrollo es maximizar el factor de recuperación, es un tema que está previsto así en ley, y lo pretende hacer a través de un programa, un plan de producción que tiene dos etapas. Una primera etapa que es de producción temprana, en donde construirían una infraestructura que permitiría llevar 8,000 barriles por día del campo Miztón, particularmente del campo Miztón, y esta primera etapa concluiría en el cuarto trimestre del año 2020. Después, de manera digamos ligada a esta fecha, en el cuarto trimestre del 2020 iniciarían con la etapa del desarrollo completo del campo y lo que sucedería es algo que creo que vale la pena destacar que se implementaría por primera vez en nuestro país – estoy hablando desde luego excluyendo a Pemex –, entraría lo que es en la industria conocido como un FPSO. Por sus siglas en inglés es un Floating Production Storage and Offloading. Es un barco de proceso en el que se almacena el hidrocarburo y que sirve también para su venta final a través de la exportación de los hidrocarburos.

Y en esta etapa de desarrollo completo entraría un FPSO de 90,000 barriles por día, con esa capacidad, y se explotaría al mismo tiempo el campo Miztón, que vendría explotándose desde la etapa temprana y el campo Amoca, lo que le daría pues la posibilidad de llevar un desarrollo mucho más acorde a los tres campos que tiene el área contractual para finalmente en el primer trimestre del 2024 entrar ya en operación el campo Tecoalli, con lo que completarían los tres campos que comprende esta área contractual. Ese es digamos grosso modo la filosofía que trae el Plan de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Desarrollo. Evidentemente pues detrás de esto hay muchísimas horas hombre, muchísimo trabajo.

Yo pues aprovecho para agradecerles y reconocerles ese esfuerzo tanto a nuestras áreas técnicas que estuvieron permanentemente en contacto con el contratista, como el contratista mismo que se vio en la necesidad de presentar alcances de información, de aclarar información que no estaba suficientemente explicada digamos en sus documentos. Y bueno, todo esto sucedió y se debió únicamente a que nuestro marco legal y regulatorio nos exige que el Plan de Desarrollo sea la mejor vía, la mejor forma y una que garantice – insisto – la maximización de valor de los hidrocarburos en el largo plazo en condiciones económicamente viables. Para garantizar esas circunstancias que nos marca la ley es que tuvimos una interacción pues diría yo permanente en este caso con Eni. ¿No? De manera que, bueno, habiendo dicho eso, si me lo permiten colegas yo le pasaría la palabra a nuestro Titular de la Unidad de Extracción, al maestro León Daniel, para que nos pueda ir llevando por las particularidades de esta plan Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Sergio Pimentel, Comisionado ponente. Ingeniero Daniel Mena, jefe de la Unidad de Extracción, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Buenos días, gracias Comisionados. Y parto precisamente del último comentario que fue el agradecimiento a las áreas que han participado de esta Comisión. Algunas de ellas nos acompañan en este momento, la parte jurídica, la parte de evaluación económica, pero hay otras que también se sumaron al esfuerzo y ese es un ejemplo de participación, revisión técnica de una buena parte del equipo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El resumen cronológico de relatoría cronológica es del 18 de diciembre del 2017 en que la empresa Eni presentó su Plan de Desarrollo, al día de hoy se han tenido reuniones como mencionaba el Comisionado ponente de manera continua para ir revisando técnicamente cada uno de los puntos. Se hicieron en el inter cuatro comparecencias en las que resultaron algunas dudas muy puntuales, algunos escenarios que se analizaron y que fueron desahogados a lo largo de estos meses. Obviamente también se cumple con toda la formalidad de solicitar la opinión sobre el punto de medición a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la Secretaría de Hacienda, el cumplimiento de contenido nacional a la Secretaría de Economía y el Sistema de Administración de Riesgos a ASEA.

El objetivo del plan incluye la construcción de infraestructura dentro y fuera del área contractual, la terminación de los cuatro pozos que fueron perforados en la etapa de evaluación, la perforación de 22 pozos de desarrollo y 10 para la inyección de agua, la implementación de un sistema artificial de producción, en este caso el denominado BEC o Bombeo Electro Centrifugo, la implementación de inyección de agua como el método de recuperación secundaria, con un costo total de 7,496 millones de dólares para recuperar un total de 345.8 millones de barriles de aceite y 221.6 mil millones de pies cúbicos de gas. Cada uno de estos temas serán lo que a continuación describiré en el análisis técnico que presenta esta unidad.

Esta lámina es muy importante y creo que es donde dedicaré un poquito más de tiempo porque muestra de manera resumen las características más importantes de los tres campos como se mencionaron en un inicio que forman el área contractual número 1 y que son los campos de Amoca, Miztón y Tecoailli y que en lo subsecuente los mencionaré en esa secuencia y haré las particularidades del análisis técnico que se hizo para cada uno de ellos. Empiezo con el área contractual, que es la parte superior. Tiene una extensión sumada de 67.2 km<sup>2</sup> e inmediatamente después se puede ver el área por cada uno de estos campos: 19.4 km<sup>2</sup> para Amoca, 14.6 para Miztón y 33.2, pero esta es la extensión superficial. Más adelante vamos a ver el volumen que tienen asociado cada uno de ellos. Otra particularidad importante para el análisis por separado es que cada uno de estos campos tienen diferentes yacimientos. Incluso esta formación Orca tiene los yacimientos Orca Pesado, Orca Ligero, Orca-2 y Cinco Presidentes y los otros dos se encuentran en el yacimiento Orca-2.

¿Cuál es la particularidad de haberlos separado de esta manera? La profundidad promedio del primer yacimiento se encuentra ubicado más o menos a unos 1,000 metros de profundidad. Orca-2 entre los 2,000 y 2,300, estas son profundidades promedio, y Cinco Presidentes se encuentra más allá de los 3,600. Esto es que los yacimientos que se tienen identificados solamente para la parte de Amoca se pueden localizar desde los 1,000 hasta los casi 4,000 metros de profundidad. Entonces es una profundidad considerable en la que se encuentran ubicados estos yacimientos. Toda la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

actividad que se tiene prevista en el Plan de Desarrollo se va a construir entre los 29 y 33 metros. Realmente es toda la parte costera en frente del Estado de Tabasco.

Otra particularidad importante es el volumen original. Amoca tiene identificados 913 millones de barriles contra 500 del campo Miztón y solo 56 del campo Tecoalli. Las densidades en grados API varían desde los 14 grados API para la parte de Orca Pesado y podemos encontrar tanto en Amoca como en Miztón aceites de 33 grados que son ligeros. Entonces aquí empieza a haber una diferencia importante entre el mecanismo y la propuesta de explotación solamente por la densidad de los aceites y eso también tendrá que considerarse en la medición, en la comercialización.

La permeabilidad que se identifica pueden ver que también tiene una variación importante que va desde los 10 mD hasta casos como Mitón que esta es una permeabilidad muy buena arriba de 200, se tiene identificado que puede llegar hasta 500 mD. Las presiones iniciales, estos son rangos. Observen que también hay una gran variación entre los yacimientos más someros que pueden ser 114-153 kg/cm<sup>2</sup>. El más profundo de Amoca que es Cinco Presidentes que anda del orden de los 350-500 kg/cm<sup>2</sup> y Miztón 328 y 440 del Tecoalli. El mecanismo de empuje principal en estos yacimientos es la expansión roca-fluido. Dicho de otra manera, si solamente dejáramos este mecanismo en una explotación primaria, solamente tendríamos del orden de 11-12% de factor de recuperación. Adelante por favor.

Continuando con la discretización de por qué se decidió hacer un análisis separado de cada uno de estos campos, Amoca, solamente el campo Amoca, tiene identificados 16 yacimientos en estas profundidades que les comento que varían desde los 1,000 hasta los 4,000 metros de profundidad. La suma de esos diferentes yacimientos, los espesores netos, fluctúan del orden de los 400 metros en tres diferentes formaciones que están mencionadas allá arriba y están altamente compartimentalizados estructuralmente. Tenemos algunas imágenes si más adelante se quisiera revisar la ubicación como se tienen identificados, con gusto mostraremos más imágenes de esto.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Miztón tiene tres yacimientos de la formación Orca-2 y espesores netos del orden de 180 metros y Tecoalli es un yacimiento de la formación Orca-2 y tiene un espesor neto de 64. Adelante. Antes de pasar de esta lámina, en puntos amarillos están ubicados los pozos que se han perforado hasta el momento. Los puntos amarillos son los pozos de Eni y los puntos verdes son los pozos que actualmente están taponados y que se perforaron por parte de la paraestatal Pemex en cada uno de los tres campos. Adelante por favor.

Para dar cumplimiento al artículo 44 que nos menciona en su fracción 2 de la Ley de Hidrocarburos, estos son los tres puntos que vamos a desarrollar a continuación. La parte de la tecnología y el plan de producción para maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Adelante.

Desde el punto de vista reservas 2P, este es un comparativo que se hace del área contractual 1 considerando los tres campos Amoca, Miztón y Tecoalli. Y la sumatoria de los tres, que sería de 369 millones de barriles, lo ubicarían en este momento en el quinto lugar por debajo de Akal, Maloob, Ayatsil y Zaap. Y para precisamente la explotación maximizando el valor de estas reservas, se seleccionaron las siguientes alternativas considerando el tipo de recuperación del yacimiento. Yo mencionaba que algunos tienen una presión bastante buena como es el caso de Tecoalli que con 440 kg/cm<sup>2</sup> de presión no está considerándose ponerle una inyección, pero es el campo más pequeño.

Se revisó entonces los sistemas artificiales y por supuesto que, dada las condiciones de cada uno de estos yacimientos, la mejor opción es la recuperación secundaria, en este caso la inyección de agua utilizando además un sistema artificial de producción para ayudar al levantamiento de los hidrocarburos. Se identificaron tres sistemas artificiales de producción descartándose de acuerdo a sus características. Obviamente, como se visualiza la inyección de agua como recuperación secundaria, el sistema que más apoya, que facilita el subir fluidos llámese aceite y agua a superficie, es el sistema artificial Bombeo Electro Centrifugo. Asimismo, se revisó el tema de infraestructura y producción. Los últimos dos rubros los voy a mostrar porque estos tienen además la evaluación económica y se presentan los indicadores resultantes. En mensaje en esta lámina es que la



combinación de estas diferentes alternativas analizadas representó a una verificación a más de 20 escenarios o alternativas posibles. Voy a mostrar solamente las últimas tres, que son con las que se hace el comparativo en volumen, en producción y en indicadores. Adelante por favor.

Sobre la infraestructura, mencionaba que son los últimos dos análisis comparativos. La empresa presenta estas alternativas. Presenta de hecho algunas otras, pero estas me parecen que son las que al final determina como más viables. Sin embargo, la plataforma de producción móvil con una unidad de almacenamiento flotante, identificaron que tendría una capacidad de producción limitada, además de los tiempos de construcción y puesta en operación. La batería de separación, en este caso le ponemos un tercero que pudiera ser Pemex porque de la distancia a costa de donde están los campos de Amoca, Miztón y Tecoailli es del orden de 25 a 27 km. Entonces y ahí cerca está la Batería San Ramón de Pemex, entonces fue considerada y de alguna manera en la etapa 1 que mencionaba al inicio el Comisionado ponente se va a utilizar. Pero para la producción total en el esquema de fase 2 que es la producción total, se consideraron las otras tres.

Entonces esta se va a utilizar parcialmente en la etapa 1 y quedaron estas tres alternativas en cuanto a infraestructura. La primera es la batería de separación, pero esta necesitaría construir una plataforma de inyección para precisamente el sistema de recuperación secundaria previsto que es inyección de agua. Y esto nos llevaría a un tiempo de construcción y puesta en operación estimado de 4 años. La otra alternativa es la plataforma de producción por parte de la empresa Eni, pero igual tendría que construirse en esos tirantes de agua de 30 o 35 metros. El tiempo de construcción y puesta en operación estimado con todo el proceso requerido también tomaría del orden de 4 años. Y la última alternativa es el uso de una embarcación, un FPSO, cuyo tiempo de acondicionamiento y puesta en operación puede realizarse a partir de la aprobación del plan en 1.8 años.

Estas tres alternativas finales fueron comparadas y analizadas con sus respectivos indicadores económicos, que es la gráfica que tenemos en pantalla. La infraestructura obviamente es considerando las mismas cuatro plataformas para sus pozos y la infraestructura del FPSO contra una plataforma de producción costa afuera o la batería de separación en tierra,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pero que incluiría además una plataforma de inyección de agua para poder llevar a efecto la recuperación secundaria. El comparativo se hace con iguales producciones en la fase inicial de 8,000 barriles para las tres alternativas y en la etapa de producción máxima de 90,000. Más adelante veremos cómo se llegan a esos 90,000 barriles por día.

Se comparan además la incorporación de reservas al límite contractual. Hay una pequeña variación, esto es precisamente por el tener la producción a partir de 1.8 años en que se pueda poner en operación el FPSO. Se hace un comparativo de las inversiones y los gastos de operación y se observa que los gastos de operación en el caso de la alternativa FPSO es el más alto, pero asimismo las inversiones son las menores. Finalmente, lo que se compara es los indicadores económicos del proyecto que están mostrados en la parte inferior. Estos son el VPN, el VPI, la relación VPN/VPI para cada uno de los escenarios. Repito, esta es la evaluación económica del proyecto y se pone por debajo el VPN del Estado y el VPN del contratista. El que tiene los mejores indicadores es la alternativa del FPSO. Adelante por favor.

Mencioné también que se tiene considerado una producción máxima de 90,000 barriles. Para llegar a ese valor y determinar la infraestructura asociada al manejo de esta producción diaria, se analizaron igualmente diferentes escenarios. El primero, considerando 70,000 barriles por día. Me voy a ir de izquierda a derecha. El siguiente fue considerando 90,000 barriles por día con la producción de un sólo campo, en este caso Miztón. El siguiente es considerando una producción en la etapa 1 un poco mayor. Esta tiene una restricción, la propuesta fue no 8,000, sino 12,000. Sin embargo, mencionaba que se hizo un acuerdo con Pemex para manejar la producción en su etapa inicial y Pemex únicamente autorizó el manejo de 8,000 dada las características y las condiciones de operación actual de la Batería San Ramón y que opera igual producción de Pemex. Entonces lo único que autorizó fue manejar 8,000 en esa fase inicial. Esta es la restricción por la que esta alternativa tampoco quedó.

Luego está la misma alternativa de los 90,000, pero considerando la producción en paralelo de dos campos, en este caso Miztón y Amoca, y una más que es sin límites o sin restricciones, es decir, poner a producir a la máxima capacidad los yacimientos de Miztón y Amoca. Obviamente aquí



la rentabilidad en cuanto a los indicadores es la más alta, pero tiene una restricción por el tirante de agua en el que se va a utilizar toda la infraestructura del FPSO. Entonces queda descartado este por una restricción operativa y queda descartado el primero porque son los menores indicadores.

Entonces nos quedamos con las sensibilidades que consideran los 90,000 barriles por día. Nuevamente esta es la incorporación de reservas, en la parte media de la gráfica se ve para cada una de las alternativas, los gastos de operación y los indicadores económicos del proyecto, del Estado y del contratista. La mejor alternativa es el uso del FPSO considerando una tasa máxima de 90,000 y la infraestructura relacionada para el manejo de la misma, poniendo en producción los campos Miztón y Amoca en paralelo. Adelante por favor.

Estos son los perfiles de producción de cada una de las alternativas anteriormente mencionadas, las leemos de derecha a izquierda. La de color amarillo sería la batería de separación más una plataforma de inyección costa afuera. Este es el tiempo en que se podría poner en operación y este es el perfil de producción esperado. La de color café sería la plataforma de la empresa Eni, es el otro escenario, y también ese es el tiempo en el que estaría poniéndose en operación. Y las curvas azul y amarillo – perdón, azul y verde que son las dos primeras que se tienen del lado izquierdo – son la producción utilizando el FPSO. La que tiene el mejor factor de recuperación final es la de color verde puesto que pone en operación los dos campos en paralelo: Miztón y Amoca. Y la recuperación esperada se muestra del lado derecho en las curvas de producción acumulada donde la que está en la parte superior que dice Miztón y Amoca en paralelo es de 339.7 millones de barriles al límite económico. Adelante por favor.

Con respecto al gas, se analizaron las mismas cuatro alternativas, batería de separación con una plataforma de inyección costa afuera, que es la amarilla; la parte de café es el escenario de la plataforma de la empresa Eni; y las dos curvas considerando el uso de un FPSO, la única diferencia es que la verde pone en producción de manera paralela los dos campos. La línea roja indica la capacidad máxima de procesamiento de gas que se tiene prevista en el FPSO que es del orden de los 75 millones de pies cúbicos por día. Adelante por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Con respecto al factor de recuperación, y como mostré en la lámina de las características de cada uno de los yacimientos, se decidió precisamente por las características particulares, los grados API, la permeabilidad, la profundidad, las presiones, mostrarlos de manera separados. Se hizo un comparativo considerando que fueran yacimientos de aceite y gas, que estuvieran ubicados costa afuera, que el ambiente deposicional fuera costero deltaico, que es el más comúnmente identificado en esa zona, que hubiera una variación de 26 a 34 grados API, que la litología fuera de rocas clásticas y que estén considerando una recuperación secundaria con inyección de agua. Y este es el comparativo que identificamos con campos análogos, donde se puede ver que andan del orden de 25-27% de factor de recuperación. Este en particular, el yacimiento Amoca de Orca Pesado, recuerden es el que tiene los grados API de 14 a 17 y una permeabilidad solamente de 10 mD. Si recuerda, yo mencionaba que Miztón, que es el que tiene el factor más alto de recuperación, tiene una densidad de 33 grados API y su permeabilidad es de 200 a 500 mD. Adelante por favor.

Con respecto a la infraestructura, esta lámina tiene muchos elementos, pero solamente quiero llamar su atención sobre algunos puntos fundamentales. Pueden observar que hay un ambiente lacustre en las cercanías del área contractual 1 y esto es una zona de manglar protegida. Esa es la razón por el ducto en la primera instancia que es este amarillo, que es el multifásico de la primera etapa y en la segunda será el de gas. Ya entraré a más detalle en la parte de los puntos de medición y comercialización, pero bueno, esa es la razón por la que esta es la propuesta de construcción de este ducto multifásico. Lo otro que quiero resaltar es que está en imagen mostrado dónde estarían ubicados los tetrápodos. Serían dos para la parte de Amoca, uno para la parte de Miztón y hay un monópodo que solamente sería para dos pozos del campo Tecoailli.

Asimismo, están mostrados en diferentes colores los ductos multifásicos para la etapa 2, la parte de los ductos o acueductos para la inyección de agua. El manejo de gas sería en la etapa final sobre la línea amarilla, que en una primera etapa es multifásico y luego se quedará para el manejo del gas. El cable de generación eléctrica está representado en color rojo, es de color rojo, y hay una pequeña parte del ducto para condensados, que solamente es aquí a la llegada de Batería San Ramón, solamente en la etapa



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

inicial. Esa es la infraestructura como se tiene previsto, además del FPSO que estaría acoderado en las inmediaciones del campo Miztón. Adelante por favor.

Con respecto al Floating Production Storage and Offloading, que es por sus siglas el FPSO, este es el esquema que la empresa Eni propone. Posterior al Plan de Desarrollo se construiría, porque aquí es importante mencionar que primero se hace la contratación, se compra el casco y se construye posteriormente todo el proceso que vamos a ir hablando más adelante. Pero en la parte inferior se puede ver que lo que se pretende es manejar hasta 90,000 barriles por día, tener un almacenamiento de 700,000 barriles, capacidad de proceso de 75 millones de pies cúbicos por día de gas, manejo de 80,000 barriles de agua y capacidad de inyección hasta 120,000 barriles por día. Entonces en una primera etapa de 10 años después de la llegada del barco, las pruebas y la puesta en operación, por normatividad y reglamentación mexicana se tiene que realizar el cambio de bandera. Entonces la empresa propone/considera la adquisición del FPSO en el año 10.

Posteriormente, y este es el límite contractual que actualmente se mencionó en un inicio hasta el año 2040, se requiere el mantenimiento mayor que es en dique seco. Entonces, pero en este punto al término de la vigencia del contrato, existen varias opciones. Una es la posible extensión del contrato hasta por dos periodos de cinco años. En caso de que esta opción fuera viable, pues se continuarían los servicios del FPSO en el área contractual 1. Si se decidiera finalizar el contrato por parte de Eni, se cambiaría el título de propiedad y se entregaría el FPSO a un operador para la continuidad. Aquí vale la pena señalar que lo que se tiene previsto en los pronósticos es que al final de estos 20 años, o sea en el 2040, todavía exista una producción que puede fluctuar entre los 7,000 y 8000 barriles por día. Pero todos los indicadores están realizados obviamente al límite económico que tiene en este caso la empresa. Adelante por favor.

Esta lámina es la secuencia de perforación y terminación de pozos. No es tan complicada como parece a primera vista y me explico. Esta primera parte es el equipo de perforación, o sea, es una plataforma de perforación y todos los cuadritos verdes son pozos para la producción de aceite y todos los cuadritos azules, que representan igual pozos, son los pozos inyectoros.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces recuerden que dijimos que se van a perforar 22 pozos de desarrollo y 10 inyectores. Y este sería el tren del siguiente equipo de perforación, porque mencionamos que la mejor alternativa, la que tiene los mejores indicadores, es aquella donde se ponen a producir de manera paralela Miztón y Amoca. Este es el traslape de los equipos de perforación para que eso pueda ser una realidad.

Ahora, los demás cuadritos que están entre colores verdes, azules y amarillos, solamente permiten distinguir la terminación del pozo en su inicio. Estos son los diferentes yacimientos. Posteriormente y en una etapa que se muestran incluso aquí los años en que está previsto, se haría un cambio de intervalo. Entonces por eso estos pozos pueden ir a dos o tres intervalos y estos son los de agua y estos son los de aceite. Adelante por favor.

El cronograma de actividades se los presento de la siguiente manera. Esta línea punteada roja mostraría el cierre del mes de julio y antes de esta línea pues se tiene que dar la aprobación del plan, se pueden realizar trabajos de levantamiento o se han iniciado, la parte de los procesos de licitación en su etapa de estudios de mercado, etc. Para la parte de la producción inicial solamente se puede trabajar en lo que es la procura de materiales. Y posterior a la aprobación del plan entonces se podrán realizar la perforación y terminación de los pozos, la procura y fabricación de la instalación de infraestructura que ya hemos venido comentando y, bueno, esta es la etapa donde entraría los dos campos. Se inicia la perforación de Miztón y aquí estaría en condiciones de ponerlos a producir una vez que entre en marcha el FPSO junto con los pozos que ya se hayan perforado del campo Amoca. De manera muy general ese es el cronograma de actividades y así está referenciado con la infraestructura y las etapas que a continuación presentaré.

Hay varias tecnologías que se presentan en este Plan de Desarrollo, quisimos destacar algunas solamente. Por ejemplo, el Centro de Cómputo Eni, que es una de las computadoras más importantes en Europa. Nosotros cuestionábamos cómo va a ser el enlace de información. Nos decía que desde el mismo FPSO se van a monitorear las condiciones. Ahorita platicaré un poco más de lo que es ese registro y monitoreo en tiempo real. La adquisición sísmica durante la perforación para información de tiempo,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

profundidad y velocidad en tiempo real, sin que esto interrumpa las actividades de perforación. Mencionábamos que el sistema artificial seleccionado es el BEC, que tendrá registro de presión y temperatura con monitoreo de fondo. Los pozos que se van a perforar serán en su mayoría desviados, horizontales, y esto pues aumenta la productividad buscando mayor área dentro de los yacimientos y sensores de fondo para la optimización del sistema artificial, monitoreo de la presión y temperatura y por supuesto el uso del FPSO que ya es una tecnología innovadora como se mencionó al inicio. Adelante por favor.

Con respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural. Este en color amarillo es el área de producción de gas en millones de pies cúbicos por día previsto. La acumulada – como lo mencioné anteriormente – al límite económico es de 219.4 miles de millones de pies cúbicos. En color rojo se muestra la capacidad de tratamiento de gas que va a tener el FPSO: 75 millones de pies cúbicos por día. Y la línea azul que está en la parte superior es el aprovechamiento de gas en porcentaje. En un inicio en la etapa 1, que es lo que sigue a continuación en esta exposición, pues todo se va a mandar de manera multifásica y hay acuerdos ya con PEP para el manejo del aceite y gas. Entonces empiezan con el 100%. Cuando llega, se tiene prevista la llegada del FPSO, se contempla un par de meses para los trabajos de pruebas, instalación y puesta en operación, el acondicionamiento, y entonces se espera solamente en ese periodo que baje el aprovechamiento a un 86.2%. Pero inmediatamente después de que entre en la operación del FPSO se alcanzará el 98% y así está previsto continuar. Adelante por favor.

Sobre los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Adelante. De igual manera tiene muchos elementos esta gráfica porque pues se tiene que mostrar el detalle de dónde van a estar los puntos de medición, pero déjenme tratar de resumirlo de la siguiente manera. La parte izquierda sería lo que se pondría costa afuera, por eso está en azul, y la parte derecha lo que sería la infraestructura de tierra y la medición. En la parte de costa afuera, estoy hablando de la etapa inicial que es antes de que se ponga en operación el FPSO. Para el aceite en todos los cuadrillos verdes significa que va a existir una medición operacional. Ejemplo, el punto número 1 es una medición operacional y la tecnología pues son multifásicos. En la parte de tierra, y es parte de la infraestructura que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

propone la empresa Eni, se va a instalar el ORF, que son instalaciones de recibo en tierra. Están a solamente unos 4 km llegando de la parte costera, 4 km y a 2.7 ya de San Ramón. Entonces igualmente se tiene previsto ahora en color azul están medidores referenciales. En este caso 5 y 6 se refiere a Coriolis para la medición de aceite y a Coriolis para la medición del agua. Y el aceite finalmente se va a enviar hacia San Ramón, a la batería de separación, y el punto de medición que está en color rojo es en el CPG La Venta y es un ultrasónico y este es el que se va a utilizar como medición fiscal. Para esto obviamente se han realizado los acuerdos con Pemex. Mencionaba yo que incluso la limitante son sólo hasta 8,000 barriles por día.

En la parte de gas – la que sigue – de igual manera esta es la parte en costa afuera. Hay medición operacional, hay medición de referencia también y el punto de medición es el CPG La Venta y que también será utilizado como fiscal y es una placa de orificio de 12 pulgadas de diámetro. Entonces los esquemas, si bien tienen varios elementos, lo que pretende mostrarse es dónde habrá puntos de medición operacionales, que esto es para las decisiones del día a día, dónde habrá puntos de medición de referencia, por ejemplo, en este caso el punto 4 que es un ultrasónico y que ya están en las instalaciones de recibo en tierra. Permiten tener una idea, un cálculo, una referencia de la producción que está llegando para poder verificar la contra, lo que finalmente se mida en el punto de medición. Adelante por favor.

Eso es etapa 1. En etapa 2, que es el desarrollo completo tanto para aceite y para gas, voy a empezar con el lado derecho que es la parte del gas. Este va a ser igual que el esquema anteriormente mostrado. O sea, el gas se va a utilizar la línea de 27 km que ya está construido, solo que ahora sólo va a ser para el uso, para el envío de gas a tierra. Va igualmente a mantenerse la instalación de recibo con su medición operacional y de referencia y el gas – pues como lo mencioné – está identificado en la placa de orificio de 12 pulgadas a la entrada del CPG La Venta y esta va a ser la que se emplee como medición fiscal. Eso no hay cambio con respecto a cómo se va a manejar el gas.



En la parte del aceite sí. De todas las plataformas, y ya mostraba anteriormente que van a ser tres tetrápodos y este es el monópodo, va a haber medición operacional en cada una de estas instalaciones. Todas van a llegar de manera multifásico al FPSO y aquí hay una primera medición referencial, el punto 9 es un ultrasónico, para posteriormente desarrollarse el proceso en el interior del FPSO y el punto de medición previsto es el punto 11 que se refiere a turbinas y que se utilizaría como medición fiscal porque ahí ya están los hidrocarburos en condiciones de venta. Y ahorita entramos al tema de comercialización. Adelante por favor.

Precisamente con respecto a la comercialización. En la etapa de producción inicial, el punto de entrega del aceite será el Centro Procesador de Gas La Venta a la descarga de la planta deshidratadora y el punto de entrega de gas sería el Centro Procesador de Gas La Venta a la entrada de la instalación. El aceite y el gas consideran un Contrato de Comercialización para sus hidrocarburos con la empresa Pemex. Ese es en la etapa inicial.

Y en la etapa final – adelante por favor – el punto de entrega del aceite, como mencioné, es en el FPSO a la entrada del mismo y el contratista considera opciones de comercialización desde el FPSO porque se hizo la consulta al menos con el comercializador que en este momento se tiene contratado. El punto de entrega de gas se mantiene como alternativa en el Centro Procesador de Gas La Venta. Y obviamente la comercialización, como pudieron ustedes anticipar, es que conforme se vayan incorporando los campos de las diferentes formaciones pues va a ir cambiando la mezcla en cuanto a los grados API que se tiene. No es lo mismo producir en los más profundos que tienen diferentes densidades, veíamos hasta de 33 grados API, cuando se produzca la parte de Orca Pesado que tiene 14. Entonces las mezclas van a ir fluctuando a lo largo de este periodo de tiempo y eso fue lo que se le planteó al comercializador. Entonces se tiene previsto pues este cambio en el contenido y calidades de la mezcla, pero es factible su comercialización desde el FPSO. Adelante por favor.

Bien. La evaluación económica que se analiza por actividad petrolera, por sub actividad en este caso se presenta, muestra que el proyecto total es de 7,496 millones de dólares. Lo más importante, la parte más importante está en la perforación de los pozos y obviamente en la operación de las instalaciones de producción. Aquí en la gráfica derecha se muestra en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

porcentajes cuánto se tiene previsto para la parte de producción, cuánto para el desarrollo, que esto más bien es en la fase inicial, y en la fase final el abandono con un 3%. Adelante por favor.

Esta gráfica muestra los flujos del proyecto, empiezo con la parte amarilla. Este es el flujo neto del contratista. Obviamente al principio pues son los años en los que se realizan las inversiones y después se muestra el flujo a lo largo de los 20 años o 22 años que en este momento quedan porque, como mencionaban, desde aquí inician las inversiones o se prevé que inicien. La parte de los costos totales del proyecto están en color azul, son estas barras. Entonces los ingresos del Estado están representados por la tonalidad en color gris y que está al centro de la gráfica. El total del valor de los hidrocarburos se muestra con una línea continua en color negro. Es importante que tengan ahorita presente este valor de los hidrocarburos porque más adelante mostraré el cálculo de cuál es precisamente la contribución de la empresa y del Estado. Con estos, esta gráfica se construyó tomando en cuenta estos criterios, estos supuestos, que es la producción de 371 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a un precio de 60 dólares con una tasa de descuento de 10%, un tipo de cambio de 20 y la participación del Estado en la utilidad operativa del 83.75%. Adelante por favor.

Se hace un análisis de sensibilidad, que a mí en lo particularidad me parecen muy adecuados, muy asertivos. Este el primero explico uno y los otros un poco más rápido, pero el primero es qué pasa si hay una variación en el precio del barril. El escenario base recuerden que fue considerando 60 dólares por barril y entonces se construye esta curva de VPN después de impuestos y que está en millones de dólares. De tal manera que si hubiera una fluctuación en el precio del barril se pudiera mantener la viabilidad económica con e incluso si bajase a 49 dólares por barril de petróleo crudo equivalente. Entonces esto es lo que muestra, en cuanto a precio por barril esa sería la sensibilidad.

Se realiza otro con respecto al nivel de producción. La línea negra es el escenario sobre los 60 dólares por barril y el escenario base está calculado con los 371 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Lo que dice esta parte del análisis de sensibilidad es que la producción pudiera incluso bajar a los 277 considerando la curva de los 60 dólares por barril y todavía



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

permanecer económicamente viable. Y además se hace una sensibilidad sobre nivel de costos de producción. La línea roja en este caso es la de los 60 dólares por barril y qué pasa si se va incrementando o se pueden eficientar más estos costos, la viabilidad se mantendría incluso si hubiera un incremento en estos costos hasta del 19%. Aquí se puede ver que el escenario base, bueno, el escenario base anda del orden de los 19.7, casi los 20 dólares por barril. Adelante.

Se tiene previsto también y se debe de manifestar en el documento que presenta la empresa, así lo hice, las actividades de abandono – así lo presentó la empresa – sobre los pozos, la totalidad de los pozos, la desconexión del FPSO en su momento y dependiendo el escenario y el año en que se decida y por supuesto el desmantelamiento y remoción de las plataformas y los ductos. Para esto se tiene un monto previsto de 204.5 millones de dólares. Adelante.

Recuerden que sobre la gráfica mostraba una línea continua que se le etiquetó como valor de los hidrocarburos. El valor de los hidrocarburos está formado por la producción de cada uno de los años por el precio y esto nos da un total de 21,319 millones de dólares. Si a esos 21,319 millones se le descuentan los costos del proyecto que incluye las inversiones y el gasto de operación que son los 7,496 millones de dólares, nos quedaría una utilidad operativa de 13,824 millones de dólares. Entonces la utilidad operativa a favor del Estado sería de 12,758 millones de dólares y la utilidad operativa de la empresa Eni de 1,066 millones de dólares. De manera porcentual, 92.3% a favor del estado y 7.7% a favor del contratista. Adelante por favor. Derivado de lo anteriormente presentado, pues yo hasta aquí la exposición y quisiera abrirlo a cualquier duda o cuestionamiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias ingeniero Daniel Mena. Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, la propuesta es colegas pues que se apruebe este proyecto de Plan de Desarrollo. Seguramente tendrán ustedes algunas preguntas e inquietudes. Yo destaco el hecho del uso de la solución técnica que brinda el FPSO que permite adelantar la producción en el tiempo y que de acuerdo al análisis económico y técnico que hicieron las áreas de la Comisión, pues resulta la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

mejor opción. Me parece que es un dato interesante. Este es colegas, ustedes lo saben bien, el segundo proyecto de Plan de Desarrollo que se trae a conocimiento de este Órgano de Gobierno. El primero fue el de Hokchi, recordemos que Hokchi es también un contratista que digamos resultó adjudicatario de un área contractual en la misma licitación de esta que ahora nos ocupa y en caso de que ustedes así lo consideren y se aprobara este Plan de Desarrollo para la Extracción, esta sería la primera vez que en México tendríamos – insisto – esta solución técnica que a mí en lo personal me parece pues muy conveniente. Es decir, alejarnos un poco de la lógica de los ductos, de la necesidad de compartir la infraestructura, a través de una solución insisto técnica que me parece a mí pues muy conveniente. De manera que yo estaría abierto para que con la ayuda de nuevo de mis colegas podamos atender espero sus inquietudes y sus dudas. Presidente, muchas gracias.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Antes que nada, quisiera felicitar al Comisionado ponente por el trabajo hecho y sobre todo al equipo de trabajo que la verdad es un trabajo bastante integrado y creo que muy discutido. Yo quisiera más que una pregunta, tengo dos, una reflexión y quizá sí es una pregunta. La primera es una reflexión y tiene que ver con la parte que antecedió al Plan de Desarrollo, que es la parte de evaluación. Y creo que esta parte de evaluación, que es el Programa de Evaluación que se realizó, que por cierto ya terminó, las actividades terminaron el 15 de junio según un oficio que envió el operador en donde ya no van a realizar más actividades. Hizo, digamos, cumplió el objetivo y por eso quise hacer esta observación.

Cuando nosotros entregamos en la licitación al contratista esta área, nosotros entregamos con una reserva estimada 2P de 121.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esa era la estimación que Petróleos Mexicanos había hecho a esta área con la perforación de un pozo en cada uno de los tres campos otorgados en esta área. Una vez realizada esta etapa de evaluación perforando cinco pozos en esta área, sí es muy importante decir que la reserva 2P, como nos la mostraron hace un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

momento, subió de estos 121.6 millones de barriles en petróleo crudo equivalente – lo voy a decir en petróleo crudo equivalente lo que tienen aquí en esta lámina – a 412.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Estoy sumando el aceite con el gas, que representa el 339.23% más de lo que se había estimado de inicio por Petróleos Mexicanos y yo por eso quise destacarlo.

Creo que esto es el valor que se da a una etapa. Yo he insistido mucho en seguir el proceso y el proceso es delimitar una vez descubierto con un pozo exploratorio delimitar las áreas, ¿no? Entonces una vez de haber delimitado estos tres campos que están en esta área contractual, subió el 300% de la reserva que se tenía inicialmente. Con esta reserva es cómo van a desarrollar esta área contractual, ahora sí que se le dio mucho más valor al área contractual. Digamos esta es mi primera reflexión y vuelvo a felicitar al grupo.

El segundo, que es una pregunta, es la evaluación económica que nos están presentando incluye la etapa de evaluación. O sea, es decir, ¿no? Esa sería. Porque en realidad ellos empezaron a hacer algunas pruebas de producción desde la etapa de evaluación, o sea, digamos puntuales, pero ese sería mi punto.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Para responder a la Comisionada, la evaluación económica que se muestra en la presentación es nada más del periodo de desarrollo que se está sometiendo a aprobación. O sea, no incluye los flujos, los gastos del periodo de evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y yo insistiría que el proyecto se debe de ver integral, porque finalmente es una inversión que se hizo por un año. Se perforaron cinco pozos y eso es una discusión que tenemos pendiente, ¿verdad?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Sí. De hecho, hemos hecho el cálculo de las dos formas: haciéndolo del proyecto integral y haciéndolo nada más del Plan de Desarrollo. Ahí el criterio que adoptamos como equipo técnico es que al momento de la aprobación como estamos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tomando la decisión a partir de que ya se acabó el periodo de evaluación, queremos ver digamos cuál es la rentabilidad para el contratista y para el Estado a partir de este momento. Ahora, contamos con esos indicadores. Si quisieran incluirlos como una nota o como un anexo al Plan de Desarrollo, lo podemos hacer.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Directora.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Directora. Colegas Comisionados, Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Una pregunta muy puntual solamente. Bueno, se menciona, de hecho, ahí está en la pantalla la participación del Estado en la utilidad operativa. Es decir, lo que establece el contrato en favor del Estado de 83.75% y luego más adelante la segunda lámina se pasa a una participación de las utilidades del proyecto del 92%. Nada más si nos pueden explicar en términos muy sencillos cómo pasamos del 83% al 92% de participación para el Estado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Directora.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Si regresamos a la otra lámina, a la de flujos. El porcentaje de 83.75 que se muestra ahí – si pudieras regresar – corresponde a la oferta que hizo el contratista al momento de la subasta. Es el porcentaje de participación del Estado en la utilidad operativa, con lo que ganó y corresponde a una de las contraprestaciones que paga el contrato. Ya cuando hacemos el comparativo final, regresando a la gráfica de pie, el 92.3% se refiere a todos los pagos al Estado relacionados con este contrato. No solo el porcentaje de participación, pero existen otros pagos como la regalía establecida en ley, cuotas contractuales por exploración, impuesto por actividad e ISR. Entonces este 92.3% incluye todos los pagos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bien. Ya nada más un comentario final en relación con la respuesta. Bueno, la verdad es que se percibe como un muy buen negocio para el Estado. O sea, un muy buen negocio en el que se obtiene pues el 92% de la utilidad operativa, resulta pues un proyecto bastante atractivo para el Estado Mexicano. Yo no sé si



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

los proyectos de Petróleos Mexicanos estén dando esta participación para el Estado, no lo creo, y entonces quizás es importante destacarlo porque es aquí donde estamos viendo plasmados los resultados precisamente de las modificaciones constitucionales en materia energética, en este tipo de proyectos que están ya concretándose y que evidencian pues las bondades de proyectos en los que el Estado no está arriesgando recursos y está logrando por lo menos en proyecciones una participación sumamente importante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, muy importante lo que señala el Comisionado Acosta. A ver, este proyecto en particular Directora General Adamelia Burgueño: ¿qué porcentaje de ganancia, de utilidad, este 92.3% que es lo que el Estado está obteniendo con este contrato, qué porcentaje hubiera tenido de ganancia el Estado bajo el régimen fiscal actual de Pemex?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- 83.9%, comparado contra el 92.3%.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces casi 10 puntos porcentuales más de utilidad para el Estado. Y no es sólo es la mayor captura fiscal, la mayor captura de renta, sino que destaco lo que señalaba hace un momento la Comisionada doctora Alma América Porres. En el proceso de evaluación, muy importante siempre llevarlo a cabo y agotarlo antes de iniciar el proceso de desarrollo, lo cual aquí se llevó a total cabalidad, resultado de ese proceso el contratista incrementó el volumen de reservas a extraer. Doctora, ¿podría repetir la cifra? ¿Cómo se incrementa?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De 121.6 que se tenía en estimación inicial a 412.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces es un incremento más de 300% del volumen de recursos a extraer. Entonces se logra incrementar en más de 300% el volumen de recursos a extraer.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Reservas 2P.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Reservas 2P y con un incremento en la captura de la renta petrolera en favor del Estado de cerca de 10 puntos porcentuales. Sin duda son puntos importantes. Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, además de lo que comentas Presidente, el Gobierno no tiene que meter un centavo en las inversiones y que además de esas inversiones que se hagan por parte del contratista, un porcentaje adecuado a esta área y esta situación, puede ser contenido nacional o debe ser contenido nacional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En relación a eso, a ver ingeniero Daniel Mena jefe de la Unidad de Extracción, en relación con lo que señala el Comisionado Franco contenido nacional, usted en alguna de las reuniones de trabajo nos comentó además del cumplimiento general de los porcentajes establecidos en el contrato el contenido nacional en relación con el FPSO. Pudiera comentarnos por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, precisamente en algunas de las reuniones de trabajo y comparecencias con una intención de propiciar precisamente la inversión, la empresa Eni manifestó y así lo presenta en un anexo de su Plan de Desarrollo, que la construcción – que, repito, podrá iniciar hasta que esté aprobado el Plan de Desarrollo – considera hasta un 25% estaban pensando incrementarlo para que se construyera la parte del proceso que mencionamos todo lo que lleva separación para aceite, para gas, para la inyección, para el manejo de agua, hasta un 25% de la inversión. Estamos hablando que, lo presentábamos por ahí, el costo de un FPSO anda del orden de los casi 1,000 millones de dólares y de eso un 25% lo están poniendo como una obligación entre varias empresas con las que han hecho solamente el mercadeo, cinco para ser específico, y pretende propiciar, fomentar la inversión de mano de obra mexicana en algunos de los astilleros en los que está previéndose la construcción.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Entonces el desarrollo del FPSO en un porcentaje al menos de 25%, podrá ser mayor, será construido con contenido nacional. El FPSO, nada más para



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

beneficio aquí de lo que escuchamos, podría repetirnos cuál es el concepto del FPSO.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es un, por sus siglas en inglés es Floating Production Storage and Offloading. Y obviamente este proceso en específico significa que va a tener la separación de aceite y gas a bordo, que va a tener capacidad de tratamiento de agua, almacenamiento hasta por 700,000 barriles y la capacidad de inyectar y la generación eléctrica. Entonces a eso nos referimos con todo el proceso a bordo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces es una instalación industrial costa afuera. Digo, a la vista es un barco, ¿no? A la vista es un barco para ilustrarlo, pero con una capacidad industrial de procesamiento y almacenamiento.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y bueno, es el primero que se desarrolla con un elevado contenido nacional a partir de estos contratos que se han adjudicado. Pero tengamos presente un número importante de contratos que se han adjudicado costa afuera, particularmente de aguas profundas, que necesariamente hablando de aguas profundas, que necesariamente van a requerir este tipo de instalaciones marítimas, lo cual abre la posibilidad y será un detonante de un resurgimiento de nuestros astilleros y de nuestra capacidad industrial. Muchas gracias ingeniero. Comisionado ponente Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En tema de contenido nacional, sólo para destacar que en términos del contrato lo que se exige es un 25% en el primer año del periodo de desarrollo y hasta que en el 2025 se constituya ese contenido en cuando menos el 35%. Y será muy importante que además del contenido nacional pues esta Comisión Nacional, si se aprueba este proyecto y las demás autoridades involucradas, entremos en la etapa de verificación y de seguimiento a la administración pues plena de contrato. Hay un ofrecimiento del contratista, que creo que vale la pena destacar, que es la posibilidad de cursos de maestría que Eni University podría ofrecer en México en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

colaboración con universidades de Italia que están especializadas en la formación del sector petrolero. Ese es otro de los aspectos que insisto en la etapa de administración del contrato de supervisión de las actividades petroleras pues nosotros junto con la Secretaría de Economía, la ASEA, en fin, el resto de las autoridades involucradas, creo que tendríamos que ponerle especial atención a este y a todos los contratos que están ya caminando pues porque ciertamente la actividad de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos no se acaba con la adjudicación de los contratos, sino si bien esa es una etapa muy importante para mí la total es la que viene después, que es estar de cerca con los contratistas pues para que los objetivos de sus Planes de Desarrollo se cumplan a cabalidad, entre ellos desde luego el tema siempre destacado por el Comisionado Franco con el contenido nacional. De manera que yo creo que habrá que tener un seguimiento muy puntual de este insisto y de todos los demás contratos que vayamos, cuyos Planes de Desarrollo vayamos aprobando.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Quiero iniciar comentando que la Comisión Nacional de Hidrocarburos es el garante para el Estado de que maximicemos el valor de los hidrocarburos. Y este Plan de Desarrollo que plantea Eni tiene mucho trabajo como ya se comentó de reuniones al interior de la CNH y también con la empresa. Es un plan que al día de hoy es el más favorable, pero va a cambiar en el tiempo porque la información que se va a ir recopilando durante la producción de estos yacimientos nos va a dar posibilidades de irlo mejorando y de tener mejores rendimientos económicos para el Estado y también para la empresa.

La filosofía de operación plantea el barco este de proceso en donde se hace la separación. Pero no solamente se hace la separación, sino también se hace la descarga hacia el barco que va a comercializar que se planteó aquí que posiblemente sean exportaciones, pero también el traslado del gas a tierra. Todo el gas se traslada a tierra. Entonces ese barco también deberá tener las condiciones de compresión para el gas para poder llevarlo a 27 km a tierra. Entonces a mí me gustaría, tengo varios puntos, pero el primero que me gustaría es tocar el tema de aprovechamiento de gas. El



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

planteamiento de aprovechamiento de gas, tal como viene en el plan, es que alcanzan el 98%, o sea, esto es que cumplen con los lineamientos. Para poder exportar el aceite hay que llevarlo a una presión de vapor que es menor en un porcentaje de la presión atmosférica.

O sea, nuestra última etapa de separación o las etapas de separación en el barco nos tendrán que llevar a presiones muy bajas de salida, para lo cual tenemos que succionar a bajas presiones para poder meterlo al tubo. Seguramente también parte de ese gas se va a utilizar para mover pues ciertos generadores eléctricos dentro del barco. Seguramente va a haber la necesidad de generar electricidad para el BEC, a lo mejor también van a generar corriente eléctrica para la inyección de agua, para el tratamiento, etc., etc. Entonces el enfoque es operativo. Bajo todas esas características, ¿realmente cuánto es lo que mandan a tierra? Sí van a cumplir con 98%, pero una parte de ese 98% va a ser autoconsumo, ¿verdad? ¿Cuál es el porcentaje de autoconsumo que van a tener ahí en el barco, en el FPSO?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí tenemos el dato. De hecho, había un... Contesta por favor.

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- En el pico, que es en el año 2021, la producción máxima de gas que se alcanza son 61 millones de pies cúbicos por día. El autoconsumo estará alrededor del 23%, lo que da un porcentaje de 13.8 millones de pies cúbicos para el autoconsumo, para todos los procesos relacionados con consumo para bombas, para la inyección de agua y generación de electricidad para las bombas BEC justamente, que son los procesos principales para generación de electricidad de barco. La comercialización estará en un porcentaje alrededor del 76%, que son alrededor de 46 millones de pies cúbicos por día, todo lo que se exportará a tierra. Y el porcentaje no aprovechado en ese pico de producción máxima que vemos en la gráfica en el 2021 justamente de los 61 millones de pies cúbicos será alrededor menos del 1%, menos de un millón de pies cúbicos por día será el porcentaje de gas no aprovechado, alcanzando la meta de aprovechamiento de gas del 98.35% en el pico de producción de gas.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces realmente es un porcentaje significativo y la pregunta siguiente es ya que esto es un Contrato de Producción Compartida, si todo el costo de operación que han manejado durante todo el análisis económico, están considerando el costo de los combustibles para generar la corriente eléctrica. ¿Está considerado? Porque no debería de considerarse, porque finalmente si lo consideramos dentro de los costos, dentro de la evaluación económica, la empresa podría recuperarlos. Pero realmente parte de lo que se está gastando de los hidrocarburos son del Estado. Entonces no sé cómo está considerado y ahí es donde regreso, que nosotros somos los garantes del Estado de maximizar el valor. Entonces es importante revisar estos costos para que finalmente no se le paguen a la empresa. ¿Qué me pueden comentar acerca de eso?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Sobre eso Comisionado, sí hay una parte de los hidrocarburos – en particular gas – que se usa para la generación eléctrica y otros combustibles. Eso no se está pagando doble al contratista. O sea, eso no lo mete como costo recuperable. O sea, se usa como parte de la producción que tiene disponible, pero no se está recuperando un costo asociado a eso.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Entonces el análisis económico que nos presentaron el costo lo incluye o no lo incluye?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- No lo incluye.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una cosa es que no le paguemos y otra si lo incluye o no lo incluye.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- No está incluido en los costos recuperables.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está bien, en los costos recuperables no está incluido. ¿Pero en el análisis económico está incluido?

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- No, tampoco. O sea,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

es la misma, digamos la misma evaluación que hacemos para el análisis económico, son los mismos costos que analizamos para efecto de programa de inversiones y aprobación de costos. Entonces es el mismo perfil de costos el que se presenta en los dos análisis. En ninguno de los dos casos estamos pagando este combustible que es parte de la producción del contrato.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y mi última pregunta es la fuente de agua para la inyección. Nos platican un poco más acerca de eso.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias. La voy a separar para contestar su pregunta. Primero la parte de arriba, de la mitad de la gráfica hacia arriba. Se muestra los perfiles de producción esperado para cada uno de los campos. El color más clarito en verde es Miztón y el color azul es Amoca y hay una parte muy tenue de color amarillo que sería Tecoailli, pero este es el perfil de producción. Repito, estoy leyendo de la gráfica de la mitad del cero hacia arriba y las escalas de ambos lados es barriles de agua por día. Esta es la producción entonces que se tiene prevista para cada uno de los campos. Esto es agua.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿La que se quiere inyectar o es producir?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Voy, voy. La primera es el perfil de producción esperado de agua de cada uno de los campos. Si quisiéramos hablar de líquidos tendríamos que sobreponer a esta agua los 90,000 barriles de aceite. Esto es solamente agua. Y esta es, la línea amarilla es la máxima capacidad de tratamiento de agua producida: 100,000 barriles por día. Ahora, del cero para abajo es la cantidad de agua, el volumen de agua que se espera inyectar en el proyecto. Entonces pueden ver que al inicio hay una producción pequeña esperada por los campos cuando empiece a surgir el agua, pero ya estaremos hablando de que en el 2021 se espera una inyección pues del orden de los 50,000 barriles más o menos.

Entonces la fuente primaria es agua de mar tratada con biocidas para obviamente poder, pero también se va una parte a recuperar de la separación y también se va a considerar en este circuito cerrado



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

reinyectarla. Entonces es una fuente combinada y este es el perfil que se espera de inyección de agua. Entonces esta gráfica solamente es agua producida contra agua inyectada y la capacidad máxima de inyección prevista en el FPSO como parte del proceso es de 120,000 barriles de agua por día.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces se toman en la capacidad máxima 120,000 barriles de agua por día del mar, se llevan a tierra, se hace el proceso de la inyección de biocidas, ¿o todo se hace en el FPSO?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Se hace en el FPSO.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Todo se hace en el FPSO. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, muchas gracias Presidente. También me uno a la felicitación del trabajo que hizo el equipo técnico junto con el Comisionado ponente. A mí que queda claro, estuve en algunas reuniones donde nos solucionaron todas nuestras dudas, sobre todo yo era una de las personas que cuestionaba más el uso del FPSO en una zona de aguas someras, muy cercana a la costa, en donde yo decía vamos construir un ducto. Se va a construir el ducto para el gas y, bueno, para el aceite y el manejo de toda esta agua la mayor conveniencia como lo presentan aquí es el uso de un FPSO donde va a tratar este aceite con agua, va a poner en calidad el agua de inyección y bueno, va a estar ahí procesando los barriles de aceite para comercializarlos y pareciera que hoy es la mejor opción.

Y como lo decía el Comisionado Néstor, estos proyectos van cambiando. La mejor opción que nos presentan ahorita con la información que se tiene, con estos resultados de la evaluación que ya se comentaban terminó el 15 de junio. Aunque este plan nos lo presentaron desde diciembre, pues ha venido actualizándose de acuerdo a los resultados y de acuerdo a los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cuestionamientos que hemos hecho nosotros. Entonces este plan, siendo hoy la mejor opción, también nos lo decían los contratistas en las reuniones. Va a tener mejoras conforme se vayan perforando pozos, se vayan viendo los resultados de las producciones de estos pozos. Obviamente los tiempos de instalación de estas plataformas, la optimización que se vaya teniendo. Y por ejemplo ahí mostraba el jefe de Unidad uno de los campos que pareciera que tiene un factor de recuperación muy bajo de 14% creo que lo marcó. ¿Orca, Orca? Ahí pues puede haber opciones después para inyección de algo vapor, algo caliente. En el mundo ya hay opciones como hacer Solar EOR que hay que incursionar, entonces esperemos que con el tiempo ese factor de recuperación dentro de la optimización del proyecto se vaya viendo.

Y  
Pero algo también relacionado con el FPSO es señala por ahí el titular de Unidad que después habría un cambio de propiedad a la CNH cuando termina este contrato. Pero si se van a la gráfica de costos, primero es si sí tiene que ser el cambio de propiedad a la CNH. ¿No? Ahí habría que trabajar en algún proceso para ver si nosotros como CNH como Órgano Regulador vamos a recibir como propiedad y ponerla en nuestros activos un barco del proceso, ¿no? Ahí me queda un poco la duda, aunque eso pues puede ser en una década más adelante, ahí pues tendremos que trabajar en un proceso. Pero también en esto de los flujos creo que era la anterior, la movieron. La gráfica anterior ahí se ven los costos, los costos que obviamente conforme pasa el tiempo va a ir bajando el perfil de producción y habría que definir hasta dónde es factible tener esos costos del FPSO que son parte de la optimización y que también es parte de lo que comentaba el Comisionado Pimentel del seguimiento de estos planes. De éste y de otros que hemos aprobado, es muy importante darle seguimiento para ver en qué momento debemos ir tomando las decisiones que benefician, como dice el doctor Néstor también, que le den maximización a los hidrocarburos para el Estado.

Entonces ahí, ya para no echar tanto rollo, el tema del seguimiento. ¿Cómo le vamos a dar seguimiento a esto? ¿Qué vamos a darle seguimiento, a la producción, al avance de las obras, a las licitaciones cómo van en camino, a las inversiones cómo están ejecutando? De algo, de un plan que se supone ya vimos que los perfiles de producción son factibles, que las inversiones están acordes al mercado, que estamos aprobando. Pero a mí





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

me gustaría que, sin agotar el tema ahorita, es que si tuviéramos en sesiones de Órgano de Gobierno no sé si trimestrales, semestrales, un seguimiento a los proyectos. Pero no nada más de que si cumplió o no la inversión, etc., sino realmente en cómo se puede ir optimizando, qué resultados se han estado haciendo y meterle esa componente técnica que nos caracteriza para poder tomar las mejores decisiones. Esa sería mi propuesta, yo no quiero agotar el tema para el seguimiento, pero creo que es conveniente en proyectos de esta envergadura que estemos vigilando que sí se estén llevando a cabo.

Son 90,000 barriles que se espera en el pico de producción de este proyecto nada más con una infraestructura que, si bien ya tenemos una en Pemex, va a ser primera vez por un operador diferente a Pemex. Por técnicas de inyección, por técnicas de tratamiento que, si bien ya se ha hecho en México, nosotros tenemos que vigilar que sí se haga. Entonces para no decir más cosas respecto a este tema, a mi me gustaría poner en la mesa o en un acuerdo aquí de Órgano de Gobierno que estuviéramos dándole seguimiento definiendo la manera en la que vamos a ser por parte del equipo técnico y nosotros cada semestre o cada trimestre conforme convenga a los intereses de los proyectos que vayamos analizando.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo un comentario para atender la inquietud del Comisionado Franco respecto al FPSO y el traslado de propiedad al final en favor de la Comisión. Es un diseño contractual. Las instalaciones para las actividades petroleras en el contrato se prevé que al final de este pues pasan a propiedad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en representación del Estado Mexicano. De manera que sí, el FPSO en los tiempos que ya nos mostraba nuestro jefe de la Unidad pasará a ser propiedad de la CNH y la CNH podrá o estará en condiciones pues de poder digamos utilizar ese barco en algún otro proyecto, de venderlo quizás si es que esa es la mejor solución que se encuentre en el momento, que así se decida. En fin, pero sí, es decir, la respuesta puntual es sí pasa a propiedad de la CNH en términos del contrato como pasa por ejemplo la planta de separación de Hokchi si no me equivoco. Es decir, es una infraestructura que se utiliza para actividades petroleras como en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Hokchi, como en este y como en los demás contratos que vendrán. Ciertamente es un tema que hay que poner quizá ahí un asterisco pero jurídicamente eso es así.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- La última, ya me callo. El tema de contenido nacional. El Comisionado Pimentel comentaba algo de esta universidad o de Eni. Se ha dicho que un sistema, una base de datos de Eni, pero sí me gustaría saber un poquito primero saber cuál fue la opinión de la Secretaría de Economía respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional que supongo se hizo la consulta y en qué aspectos componen esa fórmula de contenido nacional es donde Eni presentó su propuesta para cumplirlo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- En lo que encuentran la respuesta. Lo que la Secretaría de Economía respondió es que estaba, que la Secretaría consideraba que Eni estaría en posibilidades de cumplir con el porcentaje de contenido nacional. Es una respuesta muy general y yo por eso apuntaba a que el seguimiento y la correcta administración del contrato sería lo que nos permitiría definir de manera muy puntual cómo se traduce y en qué acciones concretas se plasma este porcentaje mínimo de contenido nacional. Porque a menos que me corrijan ahora los colegas, el pronunciamiento de la Secretaría de Economía es general. Es decir, ellos consideran que Eni estará en condiciones de cumplir con ese porcentaje. ¿No?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, nada más si tienen los rubros en los que más aporta. Obviamente infraestructura queda muy claro lo que ya se comentó del FPSO, pero en qué otras cosas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- Les tenemos dos oficios recibidos por la Secretaría de Economía. El primero hace la opinión referente al contenido nacional, fomento de cadenas



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

productivas en inversión del sector energético e informan que tienen opinión favorable del programa de capacitación justamente, transferencia de tecnología correspondiente al contrato.

Posteriormente se hizo un alcance nuevo por Eni, se modificaron algunas cosas y el 24 de julio se emite el último oficio de la Secretaría de Economía y se proclama nuevamente que es probable que cumplan con las obligaciones en materia de contenido nacional para el presente contrato para el periodo 2018-2025. En consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto al programa de cumplimiento de contenido nacional para el periodo de desarrollo presentado por Eni para el contrato en comento. Es dos oficios referente al contenido nacional, programa de capacitación y transferencia de tecnología con opinión favorable por Secretaría de Economía.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es lo que comentaba el Comisionado Pimentel, que en términos generales te dice que sí, pero ¿Qué es?. O sea, si hay algo más específico. Si no lo hay, bueno, no hay problema, pero si hay algo más específico, capacitación en qué, obviamente ya lo del FPSO lo platicamos, pero ¿Qué es? ¿Qué es lo que propone Eni?

DIRECTOR DE AREA, INGENIERO ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO.- Eni en su Plan de Desarrollo en una primera implementación dice que estará acompañada la capacitación de alrededor, siendo muy puntuales, seis candidatos mexicanos a través de cursos específicos de entrenamiento en el trabajo en instalaciones de Eni ya adoptadas de esta tecnología. Y habían también así de una base de datos que mencionaba, el EDOF (Eni Digital Oil Field) y un sistema de control distribuido en una sala de control de interface que permiten almacenar todos los datos recopilados en tiempo real. Varias aplicaciones de Eni han demostrado los beneficios de este Eni Digital Oil Field para proporcionar una vigilancia rápida de pozos individuales, hacer optimizaciones de campo y la actualización continua de sus modelos de yacimiento pozo-yacimiento. Es lo que mencionan muy puntual en el año 2018-2019 en los primeros años del Plan de Desarrollo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien. La acreditación ya le tocaría a la Secretaría de Economía. Esta base de datos, este sistema no sé cómo se haría como transferencia tecnológica o de contenido



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

nacional si es de ellos, fue construida con su dinero y entiendo que para que se transfiera como tecnología debe ser construida en México con dinero que se invirtió aquí en base al contrato. Pero bueno, eso ya será de otra cosa, me quedo con lo de capacitación y con lo del FPSO, con lo cual hay mucha oportunidad para todos los que dan servicios petroleros dentro de este país, dentro de México, y que ojalá y sea bien aprovechada. Gracias.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Regresando un poco a dos temas que se trataron, el del seguimiento y lo del barco. El operador es el responsable de todo lo que se hace en la operación, aunque suene ahí medio redundante, ¿no? Ellos, en este caso Eni, planteó el tener sensores permanentes que les permiten monitorear día a día el cómo se va dando el comportamiento del yacimiento. Eso se llama la evaluación del plan. Todos los días el plan se va evaluando y seguramente después de algún cierto tiempo ellos van a buscar ir mejorando. Precisamente pues ese es el negocio, el cómo maximizar el valor. En un momento dado, nosotros en el seguimiento lo que tenemos que ir observando es cómo está operando Eni, pero no de ninguna forma – y es una visión creo que general de todos los Comisionados – no meternos en la operación y decir qué tienen que hacer. Ellos lo van a tener que ir demostrando. Y algo que nos ha dicho en el día de hoy es que algunas de las observaciones que hizo la Comisión Nacional de Hidrocarburos durante todas estas reuniones hicieron que las cosas cambiaran en cierto sentido y el plan que tenemos es de alguna forma consensuado con ellos. Paso al otro tema, que es el del barco.

Y El barco en el proceso contractual plantea que dentro de 10 años pasa a ser propiedad de nosotros, pero no así, y hay que tener cuidado, la operación es de ellos. 20 años. Si, es cierto, en 20 años. 2030 era, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 2040 es donde se tendrá que tomar la decisión.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, es que es cambio de bandera en el 2030.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y el barco entonces es?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Aquí se toma la decisión.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es al límite contractual, a menos que haya una prórroga.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Exacto, es al límite contractual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es al límite contractual.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si hubiera una prórroga, lo que hay que tener énfasis es que ellos son los responsables de la operación del barco, aunque el barco sea del Estado. ¿No? Y nosotros como representantes del Estado pues vamos a recibir esa infraestructura. Eso creo que tenemos que tener mucho cuidado. Claro, estamos hablando de 2040, ¿no? Pero habrá que irlo planteando.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Haremos la recomendación.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Prometí que me iba a callar, pero bueno. Es respecto a lo que comentó el doctor Néstor. A ver, nos dan el barco, se transfiere por ahí de 2040. ¿No? Nos lo dan a CNH. Pero de repente Eni quiere una extensión. ¿Qué hago? ¿Se lo rento ahora como CNH? Por eso es que es bien importante. Digo, es una discusión que les va a tocar a otros en otro momento, pero ya hay que ir pensando cómo va a ser ese tratamiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, voy primero al Comisionado Acosta que levantó antes la mano y voy a ir luego con nuestro equipo de abogados que está aquí al fondo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Que voy a decir lo que creo que va a contestar el área jurídica. Es que el barco será propiedad del operador en tanto esté vigente el contrato, de tal forma que si hay extensiones pues esas extensiones incluyen la titularidad de los derechos respecto de la infraestructura que están utilizando. Es decir, esa infraestructura pasa a favor del Estado cuando se extingue completamente el contrato, no antes, incluyendo las prórrogas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Creo que era lo que aquí el equipo de abogados iba a decir, no sé si quieren agregar algo más.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Únicamente es en términos de la 12.1 Comisionado que cuando se termina el contrato por cualquiera de las razones, límite contractual o alguna otra, la propiedad de los materiales pasa en propiedad a la nación libre de todo gravamen. Entonces es ahí en donde se establece que es únicamente a la terminación del contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muchas gracias por la aclaración. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, ¿usted levantó la mano?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí, nada más previendo si no hubiera comentarios y dado que ya hubo una interrupción digamos de la exposición del Titular de Unidad, les propondría de una vez tomar este acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, sugiere que ya cerremos los comentarios.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Estaba viendo que no había manos levantadas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, está muy bien. A ver, entonces pregunto si no hay más comentarios. Por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más falta el presupuesto para el primer año que es lo que vamos a ver. Sí pero en el plan. Sí, ¿pero en el plan su primer año cuánto monto tiene? En el plan.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Es lo que viene a continuación, pero te lo dice.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, sí está alineado el primer año de presupuesto con el primer año del plan. Sale, está bien, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto y ahorita vamos a entrar entonces al tema del presupuesto y el plan. Bien. Entonces en relación con el Plan de Desarrollo, ¿algún otro comentario? Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 7, fracción tercera y 44, fracción segunda de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción segunda, inciso f, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas Comisionados, quienes estén a favor les pido sean tan amables de levantar la mano.

El Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### RESOLUCIÓN CNH.E.45.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### ACUERDO CNH.E.45.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se adopta por unanimidad y se registra la solicitud de compromiso del Comisionado Gaspar en relación con el reporte a los Comisionados sobre el seguimiento semestral.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Sí puede ser semestral?.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, por supuesto, si lo ven bien colegas lo incorporamos y por supuesto lo estaremos viendo aquí en sesión de Órgano de Gobierno.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y si vemos que el semestre es muy largo lo bajamos a mensual.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, lo que se requiera. Bien, muchas gracias. Antes doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que es importante enfatizar que es una revisión en el Órgano de Gobierno, porque las Unidades, la Unidad está dándole seguimiento todo el tiempo. No vaya a quedar una mala idea de que aquí se revisan cada seis meses las cosas.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, para presentarles a los Comisionados.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí para discutirlo aquí.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es para presentarlo aquí en Órgano de Gobierno.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Para presentarlo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si vemos que hay algo que tengan que manifestar nuestras áreas técnicas antes por algo grave, pues se presenta aquí. ¿Está bien?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Correcto, correcto. Entonces pasaríamos ahora a la exposición del plan anual de trabajo y su presupuesto, para lo cual le cedo la palabra al ingeniero Daniel Mena.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Primer Programa de Trabajo y Presupuesto del contrato CNH-R01-L02-A1/2015. Adelante por favor. Solo para contextualizar, el contrato fue firmado el 30 de noviembre del 2015 y tiene una vigencia de 25 años. Es un esquema fiscal de producción compartida y se prevé el inicio de la producción en 2019. En cumplimiento de las cláusulas 9.1, 9.3, 10.1 y 10.3 del Contrato de Producción, se presenta el primer Programa de Trabajo y Presupuesto de manera simultánea con el Plan de Desarrollo para la evaluación de esta Comisión. Adelante por favor.

No me voy a detener en la cronología porque aplica precisamente lo que revisamos anteriormente. Adelante por favor. Esto sí. El objeto del primer Programa de Trabajo y Presupuesto incluye la administración, los estudios, ingeniería, diseño, procura, soporte geológico y de yacimientos, perforación, terminación y construcción de infraestructura dentro y fuera del área contractual previendo una inversión, que es la pregunta que realizaba el Comisionado Franco, de 232.29 millones de dólares. Sobre las actividades tenemos el desglose por supuesto con mucho mayor detalle, pero tratamos de enmarcarlas de la siguiente manera y les comento que estas fechas de inicio las verificamos incluso la semana pasada porque



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

durante el trayecto de revisiones de todos estos meses pues obviamente ellos tenían algunas fechas de inicio previendo que el plan estuviera algunos meses anteriores.

Entonces se revisaron las fechas y pueden observar que del 1 al 7 básicamente pues es la preparación del plan, lo que son actividades de levantamiento, elaboración de documentación, adquisiciones previas, estudios, permisos, la preparación del sitio incluso para el tema de la instalación de recibo en tierra y alguna parte de procura. En el punto número 8 ya se prevé la adjudicación del contrato de la unidad de procesamiento FPSO, pero está prevista obviamente posterior a la aprobación del Plan de Desarrollo. O sea, último trimestre del presente año. Y de igual manera se tiene previsto iniciar en el último trimestre perforación y abandono del pozo de desarrollo Miztón-3 y la terminación del Miztón-2. Asimismo, actividades durante todo el año sobre ingeniería básica para el desarrollo completo de la propuesta que se está previendo. Entonces esas son las actividades, adelante.

Y el cronograma que incluye pues una parte del 2017 y el 2018 inicia con la expectativa de la aprobación del Plan de Desarrollo y se iniciaron los levantamientos geofísicos, geotécnicos, proceso de revisión de estudios de mercado para la adjudicación de los contratos que se prevén. Porque a partir de la aprobación, obviamente es retador el tener en 1.8 el FPSO, entonces se tienen que iniciar todas las fases previas a que se den los contratos y en algunos casos de infraestructura, permisos, etc. Con respecto a la parte de producción inicial, lo que se está previendo en las actividades es la procura sobre todo de materiales para la infraestructura de este centro de recepción en tierra y posterior a la aprobación del plan iniciar en este año la perforación y terminación en este caso de pozos de Miztón, así como procura y fabricación ya de lo que será el desarrollo final. Adelante por favor.

En cuanto a la descripción del presupuesto, de igual manera se presenta a nivel sub actividad. En el 2017, en estos rubros, 198.8 millones de dólares y para el 2018 212.5. Esa es la distribución en cada uno de los diferentes rubros: de construcción, la parte de la perforación de pozos un 19% y geofísica y otras ingenierías un 8%. Adelante por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces se prevé de acuerdo a la cláusula 10.1 del contrato que el presupuesto sea congruente con el Plan de Desarrollo; que sea comercialmente viable y razonable; que sea consistente con los requisitos establecidos en el contrato; y, en el marco de las mejores prácticas de la industria. Habiendo dicho lo anterior, por favor. Nosotros consideramos congruente el primer Presupuesto y Programa de Trabajo.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sólo uno.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Preguntar vamos a aprobar, se va a presentar para aprobación en forma separada, ¿verdad?

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Sí? Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, ok. ¿Entonces algún comentario? ¿No? Secretaria Ejecutiva, por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- La propuesta sería el Programa de Trabajo. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones décima y décimo segunda de la Ley de Hidrocarburos; y en las cláusulas 9.1 y 9.3 del contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el citado contrato.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Colegas Comisionados, si están a favor les pido sean tan amables de levantar la mano.

El Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

### **RESOLUCIÓN CNH.E.45.002/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

### **ACUERDO CNH.E.45.002/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones X y XII de la Ley de Hidrocarburos, y en las cláusulas 9.1 y 9.3 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se adopta por unanimidad y procedemos ahora con la propuesta de acuerdo relacionada con el presupuesto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones primera, tercera y vigésimo séptima y 38, fracciones primera y tercera de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracciones décima y décimo segunda de la Ley de Hidrocarburos; y en las cláusulas 10.1 y 10.3 del contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Hidrocarburos aprueba el presupuesto presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el citado contrato.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Antes.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo entendí que el Comisionado Acosta tenía alguna inquietud.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Es correcto. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, bueno, no quisiera desestimar la presentación que hemos visto del Plan de Desarrollo de su programa de trabajo anual. Me uno a las felicitaciones que han expresado mis compañeros Comisionados. Solo para efecto de ser coherente con las otras votaciones que yo he tenido en este aspecto, no en razón de la forma en la que se presenta el presupuesto por parte del contratista ni la forma en la que lo presenta el área, sino la forma en la que nosotros lo aprobamos en la que se aprueba hasta nivel sub actividad y yo he comentado que considero que debe aprobarse a nivel tarea. Entonces exclusivamente nada más ese es mi voto razonado por el cual yo votaría en contra pues del presupuesto por la forma y no por el fondo en realidad.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, gracias. ¿Algún otro comentario? Bien, entonces les pido que quienes estén a favor levanten la mano. Ya tenemos el voto razonado en contra del Comisionado Acosta y pregunto quienes estén a favor sean tan amables de levantar la mano."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Héctor Alberto Acosta Félix, por mayoría de votos, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.45.003/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

### **ACUERDO CNH.E.45.003/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones X y XII de la Ley de Hidrocarburos, y en las cláusulas 10.1 y 10.3 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato

**II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R01-L01-A2/2015.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaría Ejecutiva dio la palabra al licenciado Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

"TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Muchas gracias Secretaria Ejecutiva. Comisionada, Comisionados, muy buenos días. Voy a poner a su consideración un proyecto que fue desarrollado por la Dirección General de Contratos, consistente en una modificación a uno de los contratos surgidos a partir de la primera licitación de la Ronda 1. La modificación se da por virtud de una cesión del interés de participación de una de las empresas participantes que formaron parte del consorcio que fue adjudicado como ganador. Y este digamos pues es el primer convenio modificatorio a este contrato.

Primero voy a dar un poco de antecedentes al tema. El 6 de julio del 2015 se declaró como licitante ganador de esta área contractual número 2 a un consorcio integrado por tres empresas, por Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V., por Talos Energy, LLC y por Premier Oil, PLC. Estas tres empresas decidieron crear vehículos específicos, sociedades de propósito específico para que fueran las que posteriormente suscribieran el contrato y así lo hicieron. Sierra Oil & Gas crea Sierra O&G Exploración y Producción, Talos Energy, LLC creó a Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. y finalmente Premier Oil creó también a Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V. Y posteriormente como les comenté, estas tres empresas, estos tres vehículos específicos suscribieron el contrato con fecha 4 de septiembre de 2015, reflejando su interés de participación de la forma como se muestra en pantalla. Rápidamente, Talos se quedó con el 45%, Sierra O&G se quedó con otro 45% y Premier se quedó con un 10% adicional.

La modificación viene evidentemente de una solicitud presentada por una de las empresas participantes del consorcio, en este caso fue por Sierra O&G. Esta solicitud se presentó aquí en la Comisión el 21 de junio y estaba firmada también de conformidad por los demás miembros del consorcio, por las demás empresas participantes, en este caso Talos y Premier. Entonces de aprobarse la cesión de mérito que se está poniendo a su consideración, se procedería a instruir la celebración de este primer convenio modificatorio que reflejaría estos nuevos intereses de participación en el contrato. Del lado izquierdo de la tabla tienen la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

participación actual como se las comenté en la lámina anterior y en la lámina derecha, en la parte derecha de la tabla estaría la nueva participación.

Como pueden ver, la única modificación que tendríamos sería que Sierra O&G se iría y llegaría una compañía nueva llamada Sierra Blanca. Las participaciones de Talos, y esto es importante mencionarlo, de Talos y Premier, se mantienen en la misma cuantía. Y algo que también es importante decir es que Talos y Premier fueron quienes acreditaron las capacidades técnicas y financieras en la etapa de precalificación en la etapa licitatoria. En el caso de Talos fue quien acreditó las capacidades técnicas y de ejecución y en el caso de Premier y Talos conjuntamente acreditaron la capacidad financiera. Caso Premier pues puso el 40% de los 1,000 millones requeridos y Talos puso lo restante.

Entonces esta modificación se sustenta digamos en un marco normativo que principalmente es el marco contractual. ¿No? Es decir, tenemos dos cláusulas en donde se disponen pues los procesos y la forma en que se tienen que llevar este tipo de movimientos. La primera es la 24.1, que es la cláusula de cesión en este contrato y donde se dice claramente que para poder ceder la totalidad o parte de sus intereses de participación cualquiera de las empresas participantes deberán contar con la autorización previa y por escrito de la Comisión Nacional de Hidrocarburo, la cual tomará, entre otros, los criterios de precalificación establecidos durante el proceso de licitación de este contrato.

Por su parte la cláusula 27 señala que cualquier modificación a este contrato pues deberá hacerse mediante el acuerdo por escrito de la CNH y el contratista. Y después, bueno, habla de la renuncia que no es materia de esta propuesta. En virtud estas dos cláusulas, en particular de la 24.1 en su parte final, nos vimos obligados a revisar algunos aspectos y requisitos que solicitamos en el proceso licitatorio, en particular los que se muestran en la pantalla.

Por lo que hace a la capacidad legal, pues analizamos el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos. Después analizamos que no hubiera una inhabilitación para contratar con la Comisión. Esto se deriva del artículo 26 de la Ley de Hidrocarburos. Igualmente analizamos la procedencia lícita de recursos financieros, que esto está descrito en las Bases de Licitación,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

específicamente en la cláusula 10.1. Y finalmente revisamos el Acuerdo de Operación Conjunta, que también pues estableciera esta circunstancia.

Habiendo analizado lo anterior, y en virtud de que en nuestra valoración se cumple con los requisitos de precalificación de las Bases de Licitación tal como lo señala el contrato, consideramos procedente que se lleve a cabo la cesión del interés de participación del Sierra Oil and Gas hacia Sierra Blanca, por lo que el proyecto de resolución que estamos poniendo a su consideración propone tres cosas. En primer lugar, la instrucción de la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato. En segundo lugar, instruir la liberación de la garantía corporativa de Sierra Oil and Gas dado que ya no será parte de este contrato. Y, en tercer lugar, notificar esta resolución a las partes interesadas, ¿no? Que en este caso serían Sierra Blanca como nueva empresa participante del contrato, Sierra Oil and Gas como parte que ya no está en este contrato, a los demás miembros del consorcio que son Talos y Premier y a las instituciones relevantes que en este caso serían la Secretaría de Energía, la Secretaría de Economía, el Fondo Mexicano del Petróleo y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Esto sería el proyecto a grandes rasgos y lo ponemos a su consideración Comisionados.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. ¿A la ASEA no sería necesario avisarle también o no importa?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- No, en este caso no consideramos que sea necesario. Digamos, si fuera un cambio de operador, si Talos fuera el que estuviera cediendo alguna parte o la totalidad de sus intereses de participación, ahí sí sería relevante. Pero en este caso, como Talos mantiene su participación íntegra, no consideramos que sea necesario notificar a la ASEA.

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

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, yo nada más quisiera decir. Bueno, se está haciendo un convenio modificatorio de este contrato,

T  
N  
e  
S  
f



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pero la materialidad realmente no cambia. O sea, son las mismas personas que integraban el consorcio, solo que se puede decir que la principal que es Sierra, su empresa principal crea una filial para atender exclusivamente este contrato. Y entonces lo único que se está haciendo es sustituyendo esta empresa o sociedad principal por esta sociedad secundaria para efectos administrativos o contables que le son propios a la empresa. Entonces realmente eso es lo que estaríamos haciendo con la aprobación de este convenio modificatorio.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y nada más respecto al segundo punto. Se va a instruir la liberación de la garantía corporativa, pero nada más se cambió, ¿no? ¿No requieres de otra garantía? ¿Sí o no? ¿Sí o no?

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMGOA DARDÓN.- Sí necesitamos una nueva garantía corporativa, porque únicamente lo que cambiará... Aquí recordemos que tenemos un garante corporativo que es la matriz en última instancia que sigue siendo Sierra Oil and Gas Holdings y lo que la sustitución que se va a hacer es que en la garantía corporativa que tenemos ahorita dice Sierra O&G y se cambiaría por Sierra Blanca.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMGOA DARDÓN.- Y lo que dice el contrato se tiene que liberar la garantía de Sierra O&G una vez que se tenga la garantía de Sierra Blanca, así lo establecemos en la resolución. Y para efecto de poder suscribir el convenio modificatorio, primero tendríamos nosotros que autorizar la nueva garantía.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- En la resolución sí está, aquí en la presentación pareciera nada más le libero, pero es en sustitución de la otra.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMGOA DARDÓN.- Correcto.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.45.004/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-R01-L01-A2/2015.

### **ACUERDO CNH.E.45.004/18**


Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 13, fracción I, inciso f., 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida CNH-R01-L01-A2/2015.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos


No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:16 horas del día 31 de julio de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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




---

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente



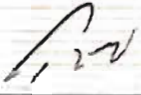
---

Alma América Porres Luna  
Comisionada



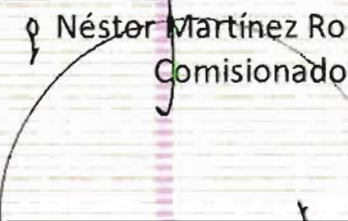
---

Néstor Martínez Romero  
Comisionado




---

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado




---

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado




---

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado



---

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado



---

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaría Ejecutiva