



ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 18:09 horas del día 16 de agosto del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina, a través de un medio remoto, y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0539/2017, de fecha 15 de agosto de 2017, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de Pública.

Debido a que en esta ocasión el Comisionado Presidente estuvo presente a través de un medio remoto de audio, la Secretaria Ejecutiva solicitó a la Comisionada Alma América Porres Luna, su apoyo para conducir la sesión.

A continuación, la Comisionada Alma América Porres Luna 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, la Comisionada Alma América Porres Luna declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, en los siguientes términos:

Orden del Día

- I.- Aprobación del Orden del Día
- II.- Asuntos para autorización
 - II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre de la modificación al Plan de Evaluación presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.
 - II.2 Resolución por la que La Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, relativo a la Asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.
 - II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el cambio de operador respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L04-A1.CS/2016.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre de la modificación al Plan de Evaluación presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.



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





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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctora, gracias Secretaria Ejecutiva, colegas. Este primer tema de la sesión del día de hoy tiene que ver como ya le dieron lectura con una modificación al plan de evaluación que nos presentó Fieldwood. Vale la pena recordar que este contrato se derivó de la segunda licitación de la Ronda Uno, la licitación 1.2, que fue sobre cinco áreas contractuales en las aguas someras del Golfo de México. Recordemos que eran áreas que tenían ya campos descubiertos en su oportunidad por Pemex. Esta es el área contractual número cuatro. Esta Comisión aprobó el plan de evaluación de Fieldwood el pasado 19 de agosto de 2016 y la modificación que ahora nos ocupa tiene que ver con el lugar que el contratista está ahora definiendo para la entrega de los hidrocarburos a comercializador del Estado, a la empresa PMI. Para entrar a detalle yo me permitiría con el permiso de ustedes solicitarle al doctor Felipe Ortuño que nos expusiera las particularidades de este asunto. Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Muchas gracias Comisionado, Comisionados. Este primer tema entonces se refiere justamente al dictamen técnico de la modificación del plan de evaluación asociado al contrato CNH-R01-L02-A4/2015, La siguiente.

Podemos ver la motivación justamente de esta modificación que está solicitando el contratista que es puramente de orden logístico. El contratista solicitó la modificación a su plan de evaluación con respecto al punto de entrega de los hidrocarburos. Y en concreto lo que solicita en su plan de evaluación es el punto 3.8.3.4 que se refiere a la medición y comercialización de los hidrocarburos, de tal manera que propone el contratista que sea aprobada una modificación referente al cambio del punto de entrega de los hidrocarburos líquidos y para ello propone esta redacción. Para el plan de evaluación se considera separar los fluidos producidos en plataforma mediante un separador convencional. Se





contará con medidor tipo Másico certificado en el punto de transferencia de custodia de producción. El gas se considera enviar a quemador de alta eficiencia, mientras que el aceite será enviado a una barcaza de almacenamiento ubicada en el sitio de la prueba para su posterior trasiego al punto de comercialización en la plataforma Paul A Perforación. Subrayamos esto, la modificación que está solicitado es el trasiego al punto de comercialización en plataforma Paul A Perforación.

En esta lámina podemos ver justamente dos etapas. En primer lugar, el primer cuadro se refiere a la firma del contrato. Después de la firma del contrato en 2016 como ya fue señalado pues bueno se aprobó el plan de evaluación, continuaron las operaciones y se llevó a cabo, también se inició la perforación de los pozos. De tal manera que en 2017 el 27 de julio el contratista solicitó la modificación al plan de evaluación en el punto a que yo me refería. En seguida, el 8 de agosto se solicitó a la Dirección General de Comercialización de la Producción la opinión de la viabilidad del cambio del punto de entrega. Después la CNH declaró la suficiencia de la información proporcionada por el contratista, se realizó el dictamen técnico en los cinco días que están señalados ahí, la evaluación y dictamen de las modificaciones al plan y estamos sometiendo justamente este dictamen para su aprobación en su caso al Órgano de Gobierno.

Recordemos simplemente el contexto. El área 4 está compuesta por dos polígonos, el Ichalkil y el Pokoch, conteniendo justamente dos campos del mismo nombre. En el polígono Ichalkil tenemos ubicada la localización del pozo Ichalkil-1 que fue el descubridor del campo. Actualmente está prácticamente terminado el pozo Ichalkil-1DL y es en donde próximamente en los próximos días se van a hacer las pruebas de producción que requieren justamente este cambio del punto de entrega. También podemos señalar el polígono Pokoch, en donde está en perforación actualmente el pozo Pokoch-1 y debemos de recordar también que el pozo Ichalkil-1 tuvo descubrimientos de aceite ligero en el Cretácico y en el Cretácico superior y el pozo Ichalkil-1DL ya tuvo descubrimientos en el mismo play y además también descubrimientos en el Jurásico Superior con aceite de 40 grados API, aceite ligero. Y bueno, el objetivo del pozo Pokoch actualmente en perforación, es delimitador, es justamente el Jurásico Superior Kimmeridgiano.







Aquí podemos ver justamente en concreto la solicitud del contratista. Aquí tenemos el polígono de Ichalkil, se van a realizar las pruebas. El pozo Ichalkil-2DL empezó a perforar el 2 de febrero de 2017 y el pozo Pokoch-1DL el 14 de junio del 2017. En los próximos días habrá que canalizar los fluidos resultados de las pruebas de producción hacia un punto. Actualmente ahora se ha definido que sea la Plataforma Paul A. Entonces la distancia para el transporte de los hidrocarburos es de 30.2 km y en su momento cuando se obtengan también los fluidos de las pruebas del pozo Pokoch habrá una distancia de 21 km. Cabe hacer nota que también Paul A justamente está situado a unos cuantos kilómetros del primer punto que se había definido, que era la Plataforma Chuc A. Posterior a la prueba, bueno, es separar los fluidos mediante un separador en la plataforma, enviar el gas al quemador de alta eficiencia, el aceite se enviará a una barcaza de almacenamiento y como se ha señalado será la plataforma Paul A.

Seguimos justamente con una parte de la opinión técnica emitida por la Dirección General de Comercialización y Producción. Señalaron tres puntos en particular. Primero, la plataforma Paul A cuenta con infraestructura y disponibilidad para el manejo del crudo extraído como producto de pruebas de formación. Número dos, para la entrega de los hidrocarburos producidos durante las pruebas, el contratista debe cumplir con todos y cada uno de los protocolos de seguridad, calidad y comunicaciones exigidos por Pemex Exploración y Producción. Y finalmente en el punto número tres, esta Dirección General de Comercialización y Producción precisó que el punto de entrega de los hidrocarburos es donde cesa la custodia del contratista y la asume el comercializador del Estado es la válvula de 6 pulgadas de diámetro con un inter conector de tubería digamos con este estándar definido internacionalmente y que está ubicado en el primer nivel de la plataforma. Y bueno, en la siguiente por favor. Entonces hasta aquí yo le regreso la palabra al Comisionado Pimentel por favor.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Si, muchas gracias doctor. Bueno, pues por estas razones técnicas la propuesta que está a su consideración colegas es aprobar esta modificación al plan de evaluación para ya definir el lugar de entrega de los hidrocarburos resultado de estas pruebas en la plataforma Paul A. Vale la pena recordar que en el plan de





evaluación que se aprobó se había señalado tentativamente la plataforma Chuc A. Ahora estamos ya definiendo como parte y es el corazón pues de la solicitud ya definir que es la plataforma Paul A con las características que ya el doctor nos hizo el favor de exponer. El sentido pues es aprobarlo y estoy a sus órdenes colegas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionado? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias compañeros. Bueno, el propósito de este dictamen es la aprobación del punto de entrega de los hidrocarburos respecto al cual no tengo mayor opinión. Me parece que en mi concepto la propuesta que hace el contratista, pues una vez que se han hecho las consultas correspondientes al área de comercialización, se considera que es el punto adecuado para poder disponer de ellos respecto a la cantidad que le corresponde al Estado. Tengo dos comentarios nada más en cuanto al contenido de dictamen.

El primero de ellos es que como lo veíamos inclusive en las láminas se hace mención de que se tuvieron algunas reuniones con Pemex y me parece que hay que explicar un poco más por qué se tienen estas reuniones con Pemex. El antecedente es que nosotros hemos asignado un contrato de comercialización con PMI, que es una de las filiales de Pemex. Sn embargo este comercializador está realizando actividades de lo que le llamamos comercialización simple. Es decir, en el lugar donde el contratista le entrega los hidrocarburos, en ese mismo lugar el comercializador se los vende a un tercero y ese tercero es Pemex. Entonces como que esto no queda debidamente claro en el dictamen. Solamente se hace referencia a que se tuvieron reuniones con Pemex. Me parece que deberíamos de explicar con mayor detalle que estas reuniones con Pemex se debe a que es el comprador final del hidrocarburo que el Estado recibe por parte del contratista. Esto por lo que toca a la explicación. Por eso decía que en término general me parece que estoy a favor del sentido del dictamen con algunas observaciones. Esto por lo que toca a la explicación que acabo de comentar.



Por lo que toca al fundamento del dictamen y de la resolución que se nos está presentando para su análisis, se puede observar en el resultando número... perdón, en el considerando número uno, es decir primero, que





se hace referencia a una serie de disposiciones legislativas, en concreto a los artículos 1, 31, fracciones octava, novena y décimo segunda de la Ley de Hidrocarburos. ¿Si? Y en relación con las fracciones de este artículo, del 31, número 8 y 10, las fracciones 8 y 10, se refieren a planes de exploración u planes de desarrollo para la extracción. Es decir, no les es aplicable para lo que estamos viendo en este caso que es un plan de evaluación. De la misma manera se referencian desde el artículo 25 hasta el 36 y el 40, fracción primera, también para fundamentar la aprobación del presente dictamen. Y en mi concepto, todas estas disposiciones están regulando los planes de exploración y de desarrollo para la extracción, pero no los planes de evaluación como es el caso.

Ya habíamos resuelto este problema y de hecho el propio dictamen lo establece en su antecedente, en su resultando número quinto, donde hace referencia que el único referente que debemos tomar en cuenta para la aprobación de los planes de evaluación es el anexo 1, apartado 6. Entonces, yo lo que propondría – a reserva claro de conocer la opinión del ponente – sería que dejáramos exclusivamente la fundamentación en el artículo 31, perdón, el artículo 31 fracción 12, que es el artículo que establece o la fracción del artículo que establece que las atribuciones de la CNH derivan no solamente de las anteriores fracciones que establece el mismo artículo, sino de aquellas que deriven del contenido de las cláusulas de los contratos. ¿Si? Y dejemos, como lo hemos venido haciendo como antecedente, también el anexo 1 de los Lineamientos de Planes, pero solamente en su apartado número 6. No sé si fui debidamente claro en mi explicación, pero lo que quisiera yo es que no fundamentáramos nuestra resolución en aquello que regula planes de exploración y de extracción porque no estamos en frente de ninguno de estos planes. Estamos en frente de un plan de evaluación que, como todos sabemos, se creó en el contrato, pero no está previsto en la Ley.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Totalmente claro y totalmente de acuerdo Comisionado, pero yo le pediría al área técnica por lo que hace al primer comentario, explicar con mayor detalle las reuniones que ahí se refieren en efecto entre el contratista (PMI) y Pemex para pues en efecto hacer patente que es Pemex el comprador, el adquirente del hidrocarburo que es extraído por el contratista y que es





comercializado por PMI. Si no hubiera inconveniente del área técnica, eso creo que se podría hacer sin ningún problema.

Y por lo que hace a la resolución, desde luego que totalmente de acuerdo. Quitamos las fracciones que están referidas ahora del artículo 31 para dejarlo solamente en la fracción 12 y eliminamos también lo referente a los lineamientos para dejarlo solamente en el anexo 1, apartado 6. Con todo gusto, sin ningún problema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Algún comentario de la parte técnica. ¿No? Comisionado Presidente, ¿algún comentario?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, sin comentarios. Gracias Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pediría a la Secretaria Ejecutiva, si no hay algún otro comentario de la parte de Comisionado ponente. ¿No? Pediría a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo relativa a este tema, desde luego considerando los comentarios del Comisionado Acosta por favor. "

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

RESOLUCIÓN CNH.E.40.001/17

Por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Evaluación presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.40.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Anexo 1 del apartado 6 de





los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación, y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones, y en las Cláusulas 4.1 y 9.1 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Evaluación presentado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., así como el Programa de Trabajo, en relación con el citado Contrato.

II.2 Resolución por la que La Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción, relativo a la Asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.

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

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

"COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias otra vez Secretaria Ejecutiva. Colegas, este segundo tema, como lo leyó, lo dijo la Secretaria Ejecutiva, es una nueva asignación que la SENER confirió a Pemex el pasado 25 de enero del año pasado. Antes de entrar a los detalles de la misma para revisar el plan de exploración, adelanto que el proyecto es positivo en el sentido de aprobar este plan, pero quiero llamar a su atención y hacer algunos comentarios que tienen que ver con el desahogo







del trámite administrativo para el otorgamiento por parte de SENER de este título de asignación.

Nosotros opinamos, como lo establece el e marco jurídico aplicable, opinamos favorablemente a la SENER el otorgamiento de esta asignación y lo hicimos el 10 de agosto del año 2015. Prácticamente 5 meses después, ya lo decía yo el 25 de enero del año pasado, la SENER otorgó el título a Pemex y estableció en dicho título la obligación de Pemex de presentar este plan de exploración para aprobación de esta Comisión en un plazo de 120 días hábiles. Se fue llevando a cabo el desahogo de este procedimiento, Pemex presentó dentro del plazo, apenas dentro del plazo en el día 119, presentó su plan de exploración. Esta Comisión le hizo una prevención, la prevención fue desahogada y con posterioridad a ese desahogo de la prevención Pemex se desistió de este plan, en la presentación pues de este plan y lo presentó de nueva cuenta tomándose para ello otros 120 días.

De manera pues que yo destaco esta situación particular. Lo que sucedió en los hechos es que Pemex presentó por fin el plan que, si ustedes así lo deciden, estaríamos hoy aprobando un año después de que la SENER le concedió el título de asignación. Repito, la Secretaría les otorgó el título el 25 de enero del año pasado y Pemex presentó digamos el plan que estamos ahora por analizar el 25 de enero de este año. Recordemos que esta CNH además de ser la responsable de conducir los procesos licitatorios con lo que se concursa las áreas contractuales para los contratos pues de exploración y extracción, es también la responsable del seguimiento y de la administración de las asignaciones que tiene Pemex consigo. Y es por eso que mi comentario va dirigido pues a cuidad al interior de esta Comisión esos plazos pues porque me parece que un año, cuando el plazo que la propia SENER estableció fue de 120 días. Pues digamos es de llamar la atención.



Otro tema que como administradores de las asignaciones quiero destacar es lo que tiene que ver con el sistema de administración que es una atribución como todos sabemos de la ASEA, de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. Nosotros solicitamos a la Agencia el estado que guardaba el análisis de la evaluación de este sistema y pues el plazo para que la Agencia se pronunciara concluyó. De manera que no tenemos pues







pronunciamiento de la ASEA al respecto. También quisiera pues llamar la atención de esta Comisión para que estemos en una coordinación mucho más estrecha con todas las autoridades que tienen que ver, ¿no? La Reforma Energética estableció atribuciones para distintas dependencias y Órganos desconcentrados, pero nos dio sin ninguna duda a nosotros la atribución de ser los administradores pues no solamente de los contratos sino también de las asignaciones.

Habiendo dicho esto, y habiendo ya adelantado que no obstante esto, la ponencia lo que les trae es una resolución positiva. Yo quisiera pedirle al doctor Faustino Monroy que nos hiciera el favor de explicar desde un punto de vista técnico cuales son los elementos de este plan y pues estaré desde luego a sus órdenes. Doctor, por favor.

TITULAR UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Comisionado Pimentel. Buenas tardes a todos Comisionados. Comisionado Presidente, buenas tardes. Vamos a someter a su consideración el dictamen técnico de esta asignación nombrada AE-0109-Cinturón-Subsalino-13. Pasamos a la siguiente.

Esta asignación se encuentra localizada, como ustedes pueden ver en el mapa, en aguas someras a aguas profundas y está localizada aproximadamente a 120 km de la costa en la provincia geológica Salina del Bravo y una parte en lo que es la provincia geológica Burgos en la parte marina. Actualmente no existe ningún descubrimiento en el área de la asignación, sin embargo, ustedes ven aquí un punto que es el pozo Vespa. Prácticamente está en el límite con la asignación AE-0085-M-Cinturón-Ssubsalino-03. Y entonces este pozo se perforó en el 2016, resultado productor de aceite y gas.

Los recursos prospectivos en toda el área de 915 km cuadrados de esta asignación son aproximadamente en la media 275 millones de barriles de petróleo crudo equivalente dividida en dos prospectos que se tienen y que ustedes los están viendo aquí en el mapa. Uno es el Marentus con 173 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el Gallus-1 que está en esta posición con 102 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Adelante por favor.



16 de agosto de 2017



Como antecedente, ya como lo había platicado el Comisionado Pimentel, tuvimos una primera solicitud a Pemex a esta Comisión para aprobar su plan de exploración en julio 15 de 2016. Posteriormente el desistimiento de Pemex en octubre 6 de 3016. Tuvimos una nueva solicitud el 24 de enero de 2017. Esta solicitud venía en el mismo sentido del plan de exploración tomando en cuenta el compromiso mínimo de trabajo plasmado en el título de la asignación. El 16 de febrero de 2017 la Comisión previno por falta de información a Pemex. Al mismo tiempo, se solicitó el cumplimento de contenido nacional a la Secretaría de Economía y al programa de administración de riesgos a ASEA. El 15 de enero de 2017 se atendió por parte de Pemex la prevención y el 19 de marzo de 2017 se hizo la declaración de suficiencia de información por parte de la Comisión a Pemex. El 11 de agosto de 2017 se hizo la evaluación de dictamen del plan de exploración y estamos para ponerlo a su consideración ahora el 16 de agosto, es decir el día de hoy.

Este es el cronograma de actividades que presenta Pemex. Está dividido en estudios exploratorios para los años 2016 y 2017. Los primeros estudios que hicieron son estudios de cuencas, identificación y evaluación de plays y la identificación y evaluación y selección de prospectos durante el 2016. Para el 2017, estudios de VCD de pozos y la prueba de prospectos de Marentus como estudio. Tienen programado en agosto de este año la perforación del prospecto Marentus-1. Los estudios exploratorios programados para último trimestre del 2017 y todo el 2018 prácticamente consisten es estudios de caracterización inicial de yacimientos, por un lado, la identificación ye valuación de sistemas petroleros en las partes de las áreas en esta asignación y los estudios de play. Continuamos por favor.

Bueno, para hablar un poco del prospecto Marentus-1, vemos esta línea sísmica donde vemos la trayectoria del pozo programado. Este pozo tiene un objetivo de incorporar reservas en el Plioceno Inferior con una profundidad programada a 3,000 metros en esta trampa que se conoce como una trampa combinada porque son acuñamientos de estos sedimentos sobre la sal. El aceite que se espera descubrir es el aceite ligero y el tirante de agua que tiene esta oportunidad es de 540 metros. Adelante por favor.







En cuanto al plan de exploración, viendo desde el punto de vista del compromiso mínimo de trabajo, vemos en estas dos tablas que ustedes observan en la pantalla las metas físicas y de inversión. Las metas físicas están divididas en estudios., en el 2016 fueron tres, igual en el 2017 y dos programadas para el 2018, con un total de ocho estudios. No hay procesamiento sísmico programado en estos años y solamente un pozo (2017) programado, el que ya observamos, para un total de uno solo.

La inversión en estudios vemos que para 2016 fueron 72 millones de pesos, para 2017 74 millones y para el 2018 156 millones de pesos, con un total de 302 millones. El pozo programado para el último trimestre del 2017 es de 1,328 millones de pesos. La inversión total sería para 2016 72 millones, 2017 1,402 y para el 2018, el programado, de 156 con un gran total de 1,630 millones de pesos. Continuamos por favor. Si me permiten hasta aquí, con el permiso de ustedes Comisionados, pasaría la palabra al ingeniero/maestro Jesús Salvador Carrillo, Director General de Estadística y Evaluación Económica, para que nos explique la parte de esta opinión económica en más a detalle.

DIRECTOR ADJUNTO DE DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECNONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO.- Con su permiso Comisionada, buenas tardes Comisionados. Si me permiten vamos a hacer un breve recorrido por este aspecto económico del plan que estamos comentando. En una primera parte hablaríamos del programa de inversiones, en una segunda hablaríamos de la evaluación del potencial económico si bien estamos en una etapa temprana del proyecto.

Pasando a la primera parte, haríamos una descripción del programa. Este programa de inversiones contempla 88 millones de dólares distribuidos como se ve en la gráfica. Evidentemente el principal componente del gasto sería la perforación del pozo Marentus-1 que equivale al 81.5%. Aquí tenemos también la descripción por año de este programa de inversiones.

En la siguiente veríamos el rango contra el que lo comparamos, que hemos establecido para este programa, para estas actividades, que iría de alrededor de 77 a un poco más de 103 millones de dólares. Por lo tanto, consideramos que este programa de inversiones se encuentra dentro del rango de precios de mercado. Si pasamos a la siguiente para hablar un poco de la evaluación económica, estas evidentemente son premisas bastante





tempranas todavía, puesto que es un proyecto todavía en una etapa muy temprana. Entonces tenemos una tasa de descuento del 10%, tipo de cambio de 18.5 pesos por dólar, la equivalencia gas-petróleo crudo equivalente sería de 5.15 y acá tenemos los vectores de precios e u promedio durante toda la vigencia de la asignación. Esta asignación tenemos los promedios de precios para el periodo del 2023 al 2050, que es cuando vencería el título de asignación. Y el inicial pues es cuando se pretendería que podría estar en un caso de éxito estar iniciando la producción.

La producción del escenario que presenta PEP para este plan de exploración en este escenario de evaluación económica es de 57 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Perdón. Si bien este no es el potencial medio del área como hace unos momentos comentaba el doctor Monroy, si es uno que ha elegido para presentar a esta Comisión la empresa productiva del Estado. Y se vamos a la siguiente, pues podemos ver el principal indicador de la evaluación del potencial económico. Vemos que antes de impuestos tiene un valor presente neto de 670 millones de dólares y un valor después de impuestos — en los cuales se consideran también los derechos de utilidad compartida y las cuotas — de 99 millones de dólares de Estados Unidos.

Entonces tomando en cuenta estos elementos, pasamos a la siguiente y el resultado de la opinión económica sería que el programa de inversiones presentado fue elaborado con base en la normatividad aplicable y se encuentra dentro del rango respecto a precios de mercado. Y por otra parte vemos un proyecto que tiene rentabilidad tanto antes como después de aplicar el régimen fiscal actual.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Antes de pasar al resto para no perdernos de este punto. No sé si estoy en lo correcto. En la sub actividad de geología se menciona que está fuera de rango, geología como sub actividad.

DIRECTOR ADJUNTO DE DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECNONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO.- Así es Comisionado. En el rango de geología si tenemos un excedente por así





llamarle. Si me permite puede decir exactamente las cifras, pero efectivamente está fuera de rango de los precios que nosotros hemos considerado. Si bien esto es correcto como usted lo apunta, esto a nuestro parecer no implica que todo el programa de inversiones sale de rango y por lo tanto consideramos viable aprobarlo. Esto no es único, no es que sea la primera vez que sucede.

Si recordamos de hecho el año pasado sucedió en un par de contratos este mismo y se decidió pues hacer una recomendación sí bien a los operadores. Y como en ese momento eran contratos de producción compartida si se hizo la precisión de que al momento de que se aprobaran los presupuestos anuales tendrían que hacer las modificaciones o adecuaciones correspondientes para que entraran dentro del rango de precios de mercado. Eso es digamos considerando un antecedente. En este caso sí nosotros consideramos que están bastante fuera. El monto que PEP propone para la sub actividad geología es de un poco más de 6 millones, casi 6.5 millones en realidad de dólares y nuestro rango está más bien por el rumbo de los 3 millones. Entonces sí consideramos que está elevado, sin embargo, en el universo del programa de inversiones para todo el periodo inicial de exploración, consideramos que de todos modos se encuentra dentro del rango de referencia.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- ¿Esto significaría pues que lo que nosotros estaríamos revisando en términos generales en este momento serían las actividades generales y no la sub actividad que se encuentra fuera de rango?

DIRECTOR ADJUNTO DE DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECNONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO.-Hacemos todos los rangos de referencia. Digamos, los rangos de referencia se construyen también a manera individual en todos los dictámenes, esta no es la excepción. In embargo, cuando nosotros establecemos lo que consideramos que se aprueba, es únicamente el monto global de inversiones.



COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok, bueno. Entonces precisamente para allá va mi recomendación, en que hagamos esta explicación en el dictamen. ¿Si? Porque aparece nada más que está fuera de rango, pero ya no decimos/damos ninguna exploración en el dictamen.





Aquí estamos escuchando la explicación, pero es conveniente que esta misma descripción del porque aun con que esté fuera de rango esta sub actividad estamos aprobando las actividades generales. Sería conveniente que se hicieran estas precisiones en el dictamen. Es todo, nada más. De acuerdo Comisionado. Tomamos nota y lo modificamos en el sentido que nos indique.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si doctor.

TITULAR UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si regresamos por favor al cronograma de actividades no más para ver las actividades que están programadas precisamente para el 2018, que son esas. Si observamos nosotros aquí, son estos dos estudios: Identificación y evaluación de sistemas petroleros, que es básicamente explorar las áreas, toda la demás área de la asignación. Es bastante, recordemos que son casi 1,000 km cuadrados. Y los estudios de plays. ¿Por qué digo esto, esta aclaración? Porque en el 2018 es donde se ve la inversión programada de más de 4,000. A ver, de 4,000, ¿así era?

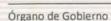
COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 4 millones.

TITULAR UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, de 4,448. De 4 millones perdón de dólares. Perdón. Bueno, esto fue el resumen del dictamen técnico. Si me permiten le daría la palabra al Comisionado ponente, el licenciado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí. Muchas gracias a ambos, doctor, maestro. Bueno, por estas razones que se contienen en el dictamen y haríamos la precisión que ya el Comisionado Acosta apuntaba para dejar de manera explícita que, aunque haya una actividad que en efecto está fuera de nuestros marcos de referencia, pues el gran total de inversiones está ciertamente dentro y es por eso que el dictamen y el proyecto de resolución – no obstante, los tiempos a los que ya me referí – es positivo.



Simplemente quiero, déjenme apuntar que por lo que hace a las actividades del 2016, lo que dice el proyecto es que tomamos conocimiento de esos estudios pues en atención a los tiempos que ahora







tenemos, ¿no? Bueno, pues habiendo dicho esto y agradeciéndoles de nueva cuenta a la exposición, estoy a la orden doctora. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo un comentario. También yendo al programa, a la página cuatro. Aquí hay un, precisamente donde está el asterisco que dice perforación de prospectos, se tiene considerado según el programa la perforación de un pozo el cual hay un achurado que empezó en junio y después ya está en sólido, lo que aparentemente no sé si es la perforación que empieza en agosto. ¿Cuál es lo correcto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Bueno, en realidad se puso achurado porque este plan de exploración, vamos, ya tiene algunos meses con todo el proceso para evaluarlo. De tal manera que si bien es cierto hay una llamada ahí que dice "incluye movimiento de equipo, perforación y terminación", ciertamente estos tiempos tendrán que ser ajustados de acuerdo con los tiempos reales en los que se piensa perforar este pozo una vez que se haya autorizado obviamente su perforación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Por eso se haría un ajuste a este cronograma?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Inferimos que debe de haber un ajuste, por eso justamente en esos meses de junio y julio se puso. Vamos, es el programa tal y como lo planteó Pemex, pero justamente en la perforación del pozo tendrá que haber un ajuste en los tiempos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por lo tanto, yo sugeriría solicitarle a Pemex un cronograma actualizado de este plan dado que hay tiempos o bueno hay actividades que no se han realizado de acuerdo a lo que se propuso en este plan que inicialmente nos proporcionaron.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Por supuesto. Tomamos nota para eso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ese sería mi comentario.







TITULAR UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Por supuesto.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Doctora, en ese sentido vale la pena recordar que no tenemos todavía la autorización del sistema de administración por parte de la agencia y sin esa autorización entiendo que no pueden tampoco iniciar actividades. Entonces, bueno, ciertamente creo que este calendario o este cronograma tendrá que ajustarse. Y bueno, está bien, hay que pedirles que nos lo actualicen insisto teniendo pues en cuenta que cuando menos la ASEA no nos ha respondido que haya ya aprobado ese sistema.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Presidente, ¿algún comentario de tu parte?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, sin comentarios Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta creo que tiene.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí, tengo un par de comentarios adicionales en cuanto al fundamento, más bien a la satisfacción de los fundamentos que exige la Ley de Hidrocarburos para efecto de la aprobación de los planes de exploración. El fundamento es el artículo 44, fracción primera, de la Ley de Hidrocarburos, en la cual nos pide satisfacer tres aspectos fundamentalmente.

Dice, "en relación con los planes de exploración en primer lugar la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional". Creo que en el dictamen se hace solamente una mención — me parece muy genérica — en cuanto a la aplicación de las mejores prácticas porque en términos generales se dice nada más: En cuanto a la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de hidrocarburos el dictamen solo concluye en que se cumple sin decir por qué. Es decir, solo se hace alusión a que se cumple en términos de numeral cinco. Me parece que, aun y cuando ahí se mencionan, hay que hacer un razonamiento de porque esas son las mejores prácticas para efecto del proyecto que se nos está presentando.









Y luego el segundo requisito es la incorporación de reservas que, si viene incluida, pero hay in tercer elemento que es la delimitación del área sujeta a la asignación o al contrato para la exploración y extracción. Pareciera que en el dictamen se pretende hacer esta delimitación como definiendo el contorno de la asignación, cuando me parece que en el contexto en que está escrito esta expresión de delimitación, en razón de que estamos hablando de un plan de evaluación, perdón, de exploración, pues se refiere a una delimitación en materia de exploración. Me imagino que a eso se refiere. Entendería yo que, en razón de que se están realizando apenas las primeras actividades, pues no hay delimitación. Pero hay que decirlo en el dictamen porque de los tres requisitos que nos pide el artículo 44 estamos satisfaciendo creo yo de forma cabal solamente uno de ellos, que es la incorporación de reservas.

Yo ampliaría un poco más la explicación de por qué consideramos las mejores prácticas, el listado que se hace referencia en el apartado quinto y adicionalmente diría si aplica o no aplica la delimitación del área. Pero me parece que la delimitación o se refiere a decir cuáles son las coordenadas en este caso del área de asignación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Si, de acuerdo. Tomamos nota justamente de eso. Y cuando nos referimos a la aplicación de las mejores prácticas, en este caso solo hay estudios y perforación de pozos, de tal manera que las mejores prácticas aquí tendremos que seguramente ampliarlas en el sentido del proceso exploratorio, que son las mejores prácticas. Y justamente en el cronograma lo pusimos en el orden secuencial en que van operaciones de exploración. Dicho esto, tenemos primero los estudios regionales, estudios de cuentas, la evaluación de cuentas, la evaluación de toda el área de asignación, posteriormente la identificación y caracterización de los plays, para después pasar a los prospectos, a los estudios de documentación VCD de los pozos, a la prueba de prospectos que va paralelamente con el anterior y hay un parteaguas en la perforación del pozo. Con la perforación del pozo, entonces tendríamos algún resultado y por supuesto esperemos que sea exitoso. A partir de ahí, con nueva información se extiende el proceso exploratorio a toda el área. Y la delimitación del área la entendemos que se refiere a un descubrimiento. En el momento que hay un descubrimiento, entonces hay una delimitación del campo y entonces



16 de agosto de 2017



estaríamos y hablando ahí de la parte final del proceso exploratorio en un plan de evaluación solamente en el descubrimiento, en el área que tiene un yacimiento.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- De lo expresado yo entendería que lo que están evaluando ustedes es que la planeación secuencial que se está presentando atiende a las mejores prácticas. Yo entendería...

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Como proceso.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Como proceso. Yo entendería que esto debe estar contenido en el dictamen. Porque al fin y al cabo lo que discutimos aquí en la sesión y la presentación que se nos hace, aunque está basado en el dictamen, no está necesariamente expresado de esa manera en el mismo. Entonces esa sería nada más mi solicitud. Y por lo que toca a la delimitación dar exactamente esta explicación, porque se es omiso pues al decir si aplica o no aplica. Simplemente se es omiso al respecto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- De acuerdo Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Y, por último. A ver, en relación con lo que se nos presentó al principio de la exposición ya desde el punto de vista del procedimiento normativo, se nos decía que Pemex presentó su solicitud en julio 15 de 2016 y luego se desistió en octubre 6 de 2017, ¿verdad? 16, del mismo 2016. La pregunta aquí sería nada más en concreto. Pemex entiendo que de acuerdo con el título tenía 120 días para presentar su proyecto de plan de exploración o su plan de exploración. Si Pemex presentó dentro de estos 120 días después del desistimiento si presentó su segunda solicitud de autorización de plan de exploración.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- No, lo presentó un año después. Es decir, el primer plan lo presento en el día 119, apenas dentro del plazo. Después viene la prevención, atienden la prevención, se desiste y cumplido exactamente un año, el 25 de enero del 2017, es que presentan de nueva cuenta el plan.







COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok. En mi opinión creo que Pemex no cumplió con el plazo. Es decir, el día 119 se desistió y solicito que le iniciaran nuevamente el cronómetro. Es decir, que el día en que vuelve a presentar su plan pide que le vuelvan a aplicársele los 120 días a los que está obligado a presentarlo. ¿Es así?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Pues más que pedirlo, eso fue la realidad como se dieron los plazos. A ver, pero el desistimiento se da en realidad, corríjanme colegas, ya fuera del plazo de 120. O sea, ellos presentan su plan Comisionado el día 119 dentro del plazo previsto en el título que es de 120. Entonces eso claramente quiere decir que cuando nosotros le hacemos la prevención, cuando ellos desahogan la misma y luego con posterioridad de ello casi 3 meses después de que desahogaron la prevención se desisten, pues claramente ya estaban fuera del plazo de 120. Por eso es que lo que sucedió en la realidad es que el segundo plan – es el que ahora estamos comentando – lo presentaron pues un año después de que se les expidió el título. Esa es la realidad.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Entonces en mi opinión Pemex presentó su plan fuera de tiempo. Es decir, fuera de los 120 días que el título le establecía originalmente.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sin duda.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ahora, haciendo un paralelismo respecto a las obligaciones que tienen los contratistas en cuanto a la misma obligación que es la presentación de plan de exploración en un plazo determinado que establece el contrato, me parece que las consecuencias que tiene un contratista es la aplicación de penas pecuniarias. Es decir, le cuesta al contratista cada día que incumple en su caso. Aguí me lo está confirmando el Director General de Contratos de la Unidad Jurídica de la Comisión. Entonces creo yo que, si bien no se establece una consecuencia directa en el título, es conveniente que nosotros demos vista a la Unidad de Asignaciones y Contratos para que analice el tema y en su caso si se considera conveniente armar el expediente y hacer del conocimiento a la SENER de esta situación y en su caso nosotros analizar si procede algún tipo de sanción a Pemex. Y a la vez yo solicitaría que se de vista a la Unidad de Responsabilidades de Pemex, que es el equivalente a la contraloría interna de Pemex, con el propósito



Órgano de Gobierno



que esta determine si hubo negligencia por parte de algún servidor público responsable del proceso. Digo, sin que esto genere como consecuencia que no aprobemos el plan, porque ni siquiera en el caso de los contratos por un incumplimiento en los plazos dejamos de tener facultades para aprobar el plan. Pero esto no significa que no deba haber otro tipo de consecuencias. Esa sería mi propuesta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si haya algún comentario Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Totalmente de acuerdo. Haríamos los ajustes en la resolución, lo entiendo. ¿Verdad Comisionado?

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ambas resoluciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si entonces bajo esto pediría a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta desde luego. Voy a tratar de resumir un poco. Comisionado Presidente, ¿algún comentario sobre este último punto?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin comentarios Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Ah bueno, Comisionado Pimentel gusta hacer la síntesis entonces.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Si, con mucho gusto doctora. A ver, el proyecto entonces se modificaría en los siguientes términos. A petición del Comisionado Acosta vamos a hacer explícito en el dictamen maestro Carrillo el tema de los marcos de referencia por lo que hace la actividad geológica. Que, no obstante que ahí están claramente fuera, en el gran total no lo están y por eso es que es en sentido positivo el dictamen en su parte económica. Por lo que hace a la propuesta de la doctora Alma América, solicitaremos doctor Monroy y doctor Ortuño un cronograma actualizado de las actividades a Petróleos Mexicanos. Después también a instancias de lo apuntado por el Comisionado Acosta, en el dictamen mejoraremos o haremos explícito el tema de las mejores prácticas. Ya lo dijo aquí en la sesión el doctor Ortuño, hay que verbalizarlo en el dictamen: ¿Porque es el orden que ellos presentan acorde con las







mejores prácticas? Y el tema de la delimitación que en efecto esto tendría un lugar cuando ya haya un descubrimiento y pasemos al plan de evaluación. Simplemente pues hacerlo explícito también en el dictamen.

Y esta última parte con la que yo estoy totalmente de acuerdo – también apuntada por el Comisionado Héctor Acosta – de darle vista a nuestra Unidad Técnica de Asignaciones y Contratos de hacer del conocimiento esta situación en el año que pasó desde que SENER expidió el título de asignación a favor de Pemex hasta que este presentó su plan de exploración, hacerlo del conocimiento de SENER. Analizar al interior, si entendí bien Comisionado Acosta, analizar al interior un posible inicio de procedimiento administrativo de sanción y también darle vista a la Unidad de Responsabilidad de Petróleos Mexicanos a efecto de que pues en su caso se pueda determinar alguna posible negligencia sin que todo esto sea obstáculo para en el sentido original del proyecto aprobar este plan a Pemex. Esas son las observaciones que estaríamos haciendo tanto en el dictamen como en la resolución doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quizá falta este asunto de un acercamiento con ASEA para el asunto de la administración delsistema de riesgos. Darle ese seguimiento más estrecho para contar con el oficio que es necesario para el inicio de actividades. ¿Verdad?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces teniendo todos estos comentarios pediría a la Secretaria Ejecutiva dé lectura a la propuesta de acuerdo relativo a este tema."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.40.002/17



Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto al Plan de Exploración C



presentado por Pemex Exploración y Producción, relativo a la asignación AE-0109-Cinturón Subsalino-13.

ACUERDO CNH.E.40.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, 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 Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0109-Cinturon-Subsalino-13, con los ajustes que correspondan al dictamen y a la Resolución, conforme se comentó en la sesión.

Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó que se solicite a Pemex Exploración y Producción el cronograma actualizado del Plan de Exploración.

> II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el cambio de operador respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L04-A1.CS/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Josua Gamboa Dardón, Director General de Contratos.





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

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Gamboa, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias Comisionada. Comisionados, con su permiso. El tema que nos atañe, bien lo señala la Secretaria Ejecutiva, es la autorización de la cesión del control de las operaciones respecto del contrato CNH-R01-L04-A1.CS/2016. Dicho contrato fue adjudicado derivado de la Ronda Uno, licitación cuatro, que llevó a cabo la CNH. Cabe señalar que el contratista está conformado por Statoil E&P México, BP Exploration México, Total E&P México. Por favor.

A fin de entrar en contexto, mencionaré que se entiende por control de las operaciones según la normativa aplicable. Es la capacidad del operador de dirigir y asumir la representación el liderazgo y la conducción de las actividades petroleras en un área contractual. En la siguiente por favor.

Ahora si entrando en los antecedentes. En la Ronda Uno, licitación cuatro, el consorcio Statoil, BP Exploration México y Total E&P México fue adjudicado de dos contratos en el área uno y el área tres. En ambos contratos fue designado Statoil E&P México como operador. La propuesta que traemos a su consideración en esta ocasión es que en el contrato del área uno sea nombrado BP Exploration México como operador. Es decir, dentro del mismo consorcio dejar de ser el operador Statoil y convertirse ahora como operador de este contrato BP Exploration México. La siguiente por favor.

Como antecedentes, y continuando con ellos, quisiera destacar lo siguiente. El 10 de marzo de 2017 la CNH suscribió el multicitado contrato. De común acuerdo, Statoil E&P fue designado como operador en este contrato. El 5 de julio de 2017 el operador del contrato solicitó a la CNH la autorización para la cesión del control de las operaciones en favor de BP Exploration México. Cabe destacar que, si bien la solicitud la presenta el operador, todos los miembros del consorcio lo suscribieron y por tanto emitieron su conformidad. El 19 de julio de 2017 la SENER manifestó su





conformidad con la solicitud y aquí entro un poquito en detalle del proceso. Conforme el artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos señala que dentro de los dos días siguientes a la recepción de esta solicitud se tendrá que dar vista a la SENER para efecto d que manifieste si tuviera alguna inconformidad. En este caso la SENER, como ya lo mencioné, manifestó su conformidad con la solicitud.

Ahora bien, previo a la entrada al análisis quisiera destacar cual es el objetivo del análisis del cambio de control. Este objetivo es asegurar que el potencial cesionario, en este caso BP, cuente con experiencia, así como las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para cumplir con las obligaciones derivadas del contrato. Es decir, que el contratista que vaya a operar ahora el contrato cuente con las capacidades para hacerlo y llevarlo a cabo de la mejor forma.

Como marco legal y contractual — ya lo había mencionado — se encuentra el artículo 15 de la Ley de Hidrocarburos y este artículo 15 reglamentado por unos lineamientos que emitió la CNH cuya denominación son Lineamientos por los que se Establecen los Requisitos y el Procedimiento para Celebrar Alianzas o Asociaciones en las que se Lleve a Cabo la Cesión del Control Corporativo y de Gestión o del Control de las Operaciones Respecto de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Específicamente para el caso que nos compete hacemos referencia a los artículos 5, 8 y 10 que más adelante iremos desarrollando.

Respecto del contrato, las cláusula 2.6, 24.1 y 24.6 establecen los requisitos y el procedimiento por los cuales se llevaría a cabo. Ahora, quisiera destacar que estos requisitos tanto de Ley como del contrato se encuentran vertidos en los lineamientos que en su momento emitió la CNH. Por lo anteriormente señalado, me permito entrar al análisis que llevó a cabo la Dirección General de Contratos, en la cual se vierte en la resolución que se puso a su consideración. Del lado izquierdo podemos ver de manera general tanto los requisitos establecidos tanto en la Ley, en el contrato y en los Lineamientos y comenzaremos únicamente con los datos generales del contrato que ya lo he presentado a lo largo de esta presentación, el número de contrato el cual fue suscrito el 10 de mayo de 2017, el contratista es por Statoil E&P México, BP Exploration México y Total E&P México. Es el área contractual número uno, tiene una vigencia





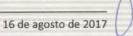


de 35 años y el origen de la adjudicación del contrato fue en la Ronda Uno, la licitación cuatro.

Otro de los requisitos es verificar la procedencia de los recursos y las capacidades financieras, técnicas y operativas. Esto es de potencial cesionario. Quiero destacar que el artículo 5 de los Lineamientos reglamentan este requisito y establece la posibilidad de atenderlo mediante la presentación de una constancia de precalificación del potencial cesionario, ya sea en la misma licitación en la cual se adjudicó el contrato o una similar. Para el caso que nos compete, BP Exploration México que es el potencial cesionario fue precalificado en la misma licitación, por lo tanto, es el requisito que... bueno, es el documento que remite a esta Comisión para efecto de la acreditación de estas capacidades, ya sea capacidades financieras, técnicas y operativas. Ahora, quiero destacar que, previo a la admisión de la constancia de precalificación, las bases establecen un procedimiento mediante el cual se verifican la procedencia de los recursos por parte de la Unidad de Inteligencia Financiera de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, cuyo requisito fue en su momento exigido y verificado, por lo tanto, se emitió esta constancia de precalificación. Por lo anteriormente señalado, también se podrá dar por verificado y atendido el requisito respecto a la procedencia de los recursos. La siguiente por favor.

Continuando con los requisitos, se establece que el aseguramiento que el aseguramiento de que el potencial cesionario continuará con las actividades. En este caso los Lineamientos señalan que podrá presentar una manifestación del potencial cesionario de que continúe con estas actividades, lo cual fue presentado. Igualmente se solicita un acta constitutiva para verificar la legal existencia del potencial cesionario, quien presentó las escrituras públicas correspondientes y el escrito señalando la estructura de su capital social. La documentación que acredite las facultades del representante legal, para lo cual presentó la escritura pública en la cual pudimos verificar y constatar las facultades de su representante legal del potencial cesionario. La manifestación bajo protesta de decir verdad que no se encuentra en los supuestos del artículo 26 de la Ley de Hidrocarburos, en este caso los Lineamientos establecen que este requisito se podrá atender mediante una manifestación bajo protesta de decir verdad. Cabe señalar que aunado a lo anterior la







Dirección General de Contratos llevó a cabo una búsqueda en el portal de la Secretaría de la Función Pública denominado "Directorio de Contratistas Sancionados" y verificó que no existiera algún registro respecto del potencial cesionario y por lo cual se da por atendido también este requisito.

Por último, respecto al Plan de Transición del Sistema de Administración de Riesgos propuesto por el potencial cesionario, igualmente los Lineamientos establecen que con la constancia de precalificación se podría dar por atendido. Recordemos que para efecto de la licitación de la cual se suscribió este contrato, deriva este contrato, se pidieron requisitos en temas de seguridad industrial, los cuales fueron acreditados por el contratista previo a la emisión de la constancia de precalificación.

Y por lo anteriormente señalado y en virtud de que los potenciales cedente y cesionario a consideración de la Dirección General de Contratos cumplen con los requisitos previstos en la normativa aplicable, se propone a este Órgano de Gobierno la autorización de la sesión del control de las operaciones del contrato número CNH-R01-L04-A1.CS/2016 a favor de BP Exploration México S.A de C.V.

Para terminar, en el proyecto de resolución que se hizo del conocimiento de este Órgano de Gobierno, además de la aprobación de la solicitud del contratista, establecemos los siguientes pasos que deberá de llevar a cabo el potencial cesionario junto con el consorcio para efecto de poder formalizar en caso de aprobarse en este Órgano de Gobierno este cambio de control de las operaciones. El formalizar ya sea la cesión autorizada y en su caso celebrar los convenios modificatorios respectivos para efecto de actualizar el contrato que tenemos suscrito aquí en la CNH.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Presidente, ¿algún comentario?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sin comentarios Comisionada. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Secretaria Ejecutiva.





SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.-Comentar, nada más recordar a la mesa. Este es el primer caso de una solicitud de cambio de operador que nos presenta algún contratista que es presentado ante la consideración del Órgano de Gobierno. Se prevé entones una solicitud por parte del contratista. Es un consorcio cuyos operadores fueron precalificados dentro del proceso de licitación de la 1.4, de la Ronda Uno, licitación cuarta, y por lo tanto cumplen con las características que establecen nuestros Lineamientos para ser autorizados. Es únicamente digamos un resumen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Entonces pido a la Secretaria Ejecutiva nos dé lectura a la propuesta de acuerdo por favor."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.40.003/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el cambio de operador respecto del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L04-A1.CS/2016.

ACUERDO CNH.E.40.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 15 y 31 fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso g. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el cambio de operador respecto del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos CNH-R01-L04-A1.CS/2016.





No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:21 horas del día 16 de agosto de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2017 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 Sergio Henrivier Pimentel Vargas Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix Comisionado Carla Gabriela González Rodríguez Secretaria Ejecutiva