



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:12 horas del día 7 de diciembre 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, 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 Sexagésima Quinta 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 220.0890/2017, de fecha 6 de diciembre 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 no pudo estar presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentados por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.
- II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 4 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
- II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 5 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
- II.5 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 10 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
- II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 7 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 9 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
- II.8 Instrucción para la suscripción de los contratos de licencia de las Áreas Contractuales 1, 4, 5, 7, 8 y 9 de Burgos y 10 de las Cuencas del Sureste, de la licitación pública Internacional CNH-R02-L02/2016, correspondientes a la Segunda Licitación de la Ronda 2.
- II.9 Instrucción para la suscripción de los contratos de licencia de las Áreas Contractuales 1, 2, 3, 4 y 5 de Burgos y 6, 7, y 8 de Veracruz, 9, 10, 11, 12, 13 y 14 de Cuencas del Sureste, de la licitación pública Internacional CNH-R02-L03/2016, correspondientes a la Tercera Licitación de la Ronda 2.

Después de aprobado el Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva propuso que en desahogo de los primeros 7 puntos, su presentación se realizara de forma general y al término de la misma, haría de manera individual la propuesta de los acuerdos a adoptar, mencionando en cada caso la Asignación a la que correspondan.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentados por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 4 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 5 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

II.5 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 10 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

II.6 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 7 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentados por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

II.7 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa Provisional y sobre la Propuesta de Punto de Medición



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

**Provisional del Área 9 de la licitación CNH-R02-
L03/2016, presentados por Jaguar Exploración y
Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.**

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Gaspar Franco Hernández, 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 GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, Comisionada, Comisionados. Bueno, muchas gracias. Los puntos que vamos a ver hoy, como lo leyó la Secretaria Ejecutiva, bien vimos que siete son relacionados con los programas provisionales. ¿Estos programas provisionales de dónde se derivan? Bueno, como ustedes saben en la licitación dos y en la licitación tres de la Ronda Dos se realizaron adjudicaciones de contratos. De las áreas de la primera a la que me refiero – que es la Ronda Dos, licitación dos –, de 10 áreas se colocaron 7; y de la Ronda Dos licitación tres, de 14 áreas se colocaron las 14. Entonces esas que se colocaron, esas 21 áreas que se colocaron o que se adjudicaron, 7 de ellas tenían producción principalmente de gas, aunque también hay algunas que tienen de aceite. Entonces en áreas que ponemos en licitaciones y que tienen producción, pues lo ideal es que el operador que las gana tenga producción desde el inicio, es decir, mantenga la continuidad operativa de esa área contractual.

Entonces desde las bases de licitación de estas dos licitaciones de estas Rondas, se señaló que para todas las áreas que estuvieran en producción tenían que presentar una propuesta de Programa Provisional para darle continuidad a las actividades petroleras. Ya estando en esas bases de licitación eso, bueno, el operador nos presentó sus programas provisionales y es lo que vamos a estar revisando ahorita. Pero también algo que se puso en las bases de licitación es que debería de definir los puntos de entrega y recepción de hidrocarburos. También es un tema que ahorita nuestras áreas técnicas nos van a mostrar. Y bueno, lo que es el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Programa Provisional de estas áreas contractuales que tienen producción y los puntos de entrega y medición de hidrocarburos es lo que vamos a estar viendo en estos siete puntos que a continuación los equipos técnicos nos estarían presentando. Entonces yo con eso terminaría la introducción y bueno, pues sería pasar a verlo punto por punto o programa por programa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Mena por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muchas gracias. Con la venia de los Comisionados me voy a presentar precisamente en ese tenor mostrar cada uno de estos Programas Provisionales de las licitaciones R2 L2 y R2 L3. Los fundamentos en la siguiente lámina.

Los fundamentos para la evaluación del Programa Provisional están basados en el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 28 y en el anexo 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. Asimismo, el cumplimiento del numeral 22.5, inciso h, de la sección tres de las bases de licitación de las licitaciones antes mencionadas. Y específicamente se hace referencia a una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de extracción durante el primer año a partir de la fecha efectiva del contrato.

El esquema con el que vamos a presentar es... Iré en esa secuencia, donde las dos primeras son del licitante ganador Iberoamericana de Hidrocarburos S.A de C.V. El siguiente bloque es el consorcio Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos con Sun God Energía de México S.A de C.V. Y finalmente las últimas dos áreas que mostraré son exclusivamente de Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos. Iniciamos entonces con el primer Programa Provisional. Adelante por favor.

Estas dos áreas están ubicadas como pueden ver en la parte norte del país y abarcan los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. Le das por favor a la que sigue. El proceso cronológico de revisión y evaluación inició en octubre, donde los licitantes presentaron la solicitud de aprobación. En el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mes de noviembre se atendieron las prevenciones y se revisó con ASEA el Sistema de Administración de Riesgos. Durante este periodo y hasta el día de hoy, la Comisión ha trabajado en la evaluación y el dictamen del Programa Provisional que a continuación voy a mostrar de cada una de las áreas.

Entonces la primera área –dale por favor– está ubicada entre los Estados de Tamaulipas y Nuevo León, ahí se ve del lado derecho el recuadro en color amarillo. Hay un área blanca insertada en ese cuadro que pertenece a PEP. Realmente el área solamente es lo amarillo. Consta de 360 km². Incluye tres campos, que es Bragados, Chalupa y Leyenda. El contrato es de licencia por 30 años y el tipo de hidrocarburo para esta área es húmedo. Tiene 19 pozos perforados, pero en este momento solamente están 3 pozos activos. El Programa Provisional de manera resumida y con un desglose en estos 12 años.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Meses.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Perdón, 12 meses, es un año solamente. Gracias Comisionado. Resalto que básicamente pretenden conocer, todas estas empresas van a conocer, van a identificar las características con mayor detalle de los pozos que tienen y por lo tanto proponen hacer pues estudios de integridad mecánica, la parte de operación de las instalaciones de producción, en este caso los ductos que les corresponden. El celaje y toma de potenciales es precisamente esa verificación de dónde están ubicados, cómo se encuentra la integridad de sus ductos. Tomas de información en los pozos, tanto en los que están produciendo como en los cerrados. Pruebas de registro de nivel, de incremento, de decremento. Optimización de las condiciones operativas actuales y en fin, documentación y capacitación del personal. Es un reconocimiento que en términos generales van a hacer de sus áreas.

Para mostrar la parte del pronóstico de producción nos permitimos agregar un poquito de la historia, unos dos años para que se vea cómo han venido. Obviamente estos campos ya tienen algunos años y en la historia pues ha habido picos mayores, pero en estos últimos dos años se puede ver la tendencia cómo vienen operando. La parte de en medio que está en blanco es porque no tenemos la producción oficial justo en este mes de transición,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pero esa tendencia en el caso específico de Chalupa y Bragados que son las dos áreas que están del lado izquierdo pues muestran que sí hay una correspondencia al menos en el pronóstico que están comprometiendo para estos 12 meses. Y entonces en la parte más clara, color rojo más claro, está el pronóstico de Chalupa y el pronóstico del campo Bragado. Y ese sería, pueden observar que es del orden de los 0.5 millones de pies cúbicos y terminar del orden de 0.4 millones de pies cúbicos al término de esos 12 meses.

Como mencionaba el Comisionado Gaspar Franco al inicio, también se revisó la ubicación y descripción del punto de medición provisional. El mapa que nuestro es precisamente el que finalmente se presenta en los acuerdos para la continuidad con Pemex. Y para explicarles rápidamente como está el acuerdo me voy a referir a esta lámina que es un poco más simplificada, donde el primer recuadro muestra precisamente el área contractual. Pueden ver que aquí están el campo Bragado, Chalupa de los pozos Comitas y el campo Leyenda. Entonces todo esto es el área contractual y los puntos de medición provisional que fueron acordados son precisamente a la entrada de las Estaciones de Recolección y Compresión de Gas Bayo 1. El punto de medición provisional se denomina módulo a la llegada de la Estación de Recolección Bayo 1 y la llegada a la Estación de Recolección Comitas 3. Estos son los dos puntos con los que se pactó el punto de medición provisional. Y bueno, posteriormente pues es la secuencia en el proceso, donde es la responsabilidad de Pemex Exploración y Producción y la parte de Pemex Logística para llegar al kilómetro 19. La que sigue por favor.

Con relación a inversiones y gastos de operación, la inversión estimada es de 1,795,741 dólares, distribuidos en las actividades petroleras como desarrollo, pues es un 4% de ese monto. Y la mayor parte está precisamente en la actividad de producción que de acuerdo al catálogo que tenemos, bueno, se ubica la mayor inversión en generales que son temas administrativos. Aquí hay la parte de capacitación, viene la parte de toma de información de pozos. Más adelante detallaré en alguna de las demás áreas exactamente a qué nos referimos con general, pero pueden ver que está considerada el tema de seguridad, el tema de mantenimiento a sus ductos, a revisión, inspección (mencionaba el celaje), la operación de instalaciones, intervenciones a pozos y pruebas de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

De esta primera área el programa que presenta la empresa Iberoamericana pues contiene las metas físicas, inversiones y gastos de operación relacionados con la continuidad operativa y producción del área contractual. Se recomienda aprovechar los resultados de estos estudios y tomas de información para maximizar el factor de recuperación en el futuro Plan de Desarrollo que deberán presentar al término de este, incorporando también el campo cerrado. Como podían... presenté al inicio, esta área tiene tres campos y los pronósticos en este momento solamente corresponden a dos de ellos.

Los antecedentes de producción del área indican una factibilidad de producción en formaciones del Terciario con buena prospectividad. Y durante la vigencia de este Programa Provisional de un año se plantea que se puede incrementar el factor de recuperación en 1.06%. Todo esto fue evaluado con los datos presentados por el licitante ganador. Se prevé un aprovechamiento del 100% del gas producido. Y la medición del área se realizará con base en el acuerdo de medición que mencionaba realizado entre PEP y el licitante. Entonces aquí concluiría la primera área, si no hay algún comentario – y como fue establecido al inicio – yo continuaría con la siguiente. ¿Hay algún comentario?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, yo soy el ponente de este Programa Provisional. Y como les decía al inicio, bueno, se presentan las actividades para mantener esa producción, esa continuidad operativa y se aprovecha para ir conociendo más pues la información, obteniendo más información que les permita posteriormente definir un Plan de Desarrollo. Y también, bueno, se está presentando el punto de medición, un punto de medición que está acordado con Pemex que es el que tiene la infraestructura ahorita. Y ese punto de medición provisional que estarían utilizando para manejar la producción de esta área contractual, bueno, es así como se dice, provisional. Ya cuando ellos presenten un Plan de Desarrollo estarán presentando el punto de medición con todos los mecanismos de medición correspondientes.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado por la precisión. Pasaríamos a la siguiente área que es el Programa Provisional del área contractual...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón Daniel. Bueno, con el análisis técnico que se vio de esta área contractual, lo que nos mostró el maestro Daniel Mena, nosotros queremos poner a su consideración la aprobación de esta área que entiendo (bueno) al final estaríamos viendo. Pero para cerrar un poco la presentación de este Programa Provisional con su punto de medición provisional también, sería pues nosotros lo estaríamos proponiendo como para que se aprobara, dejando a consideración comentarios al final o como ustedes lo consideren.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Continúo con el área contractual 1 de la licitación R02, licitación tres. Pasamos por favor a ver las características del área. Esta está ubicada en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León de igual manera, sólo que esta tiene un área/superficie de 99.25 km² e incluye cuatro campos: Carlos, Picadillos, Carlota y Llano Blanco. Igualmente tiene una vigencia de 30 años y el tipo de hidrocarburo es gas húmedo. Tiene 82 pozos, 14 de los cuales están en este momento activos.

El Programa Provisional o el resumen de las actividades yo destacaría la realización de pruebas de producción y toma de información a los pozos, intervención de los mismos para mantenimiento y rehabilitación, el mantenimiento. Aunque se dice instalaciones de producción, comentábamos que básicamente son los pozos y las líneas de escurrimiento. Y bueno, las operaciones de continuidad, sus instalaciones y mantenimiento sería la propuesta que fue revisada en cada uno de estos rubros y que tenemos un mayor detalle por supuesto.

Con respecto al pronóstico de producción, de igual manera trajimos una parte de la componente histórica. Pueden ver que hay el pronóstico o histórico. Perdón, la historia de Carlos y de Picadillo más o menos hace una buena referencia sobre el pronóstico de 12 meses que está presentando la empresa. Déjame hacer unas precisiones. Sin haber puesto precisamente la declinación, pues más o menos sería sobre esta tendencia. Se ve razonable. Ellos están siendo cautos la verdad en la parte del pronóstico de Picadillo y del campo Carlos. Y además le pusieron una pequeña banda de un 10%. O sea, hicieron una pequeña propuesta de un incremental a la producción en su etapa de continuidad de estos 12 meses. Y algo relevante



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aquí es que en este pico que se ve al cierre precisamente del mes pasado septiembre PEP incorporó tres pozos. No sabemos exactamente qué tipo de reparación haya hecho, pero incorporó tres pozos y entonces se ve aquí al cierre de septiembre este pequeño incremento. Pero bueno, la propuesta una vez que tomaran el control del área sería el perfil que estamos viendo del lado derecho.

Esta área mencionaba que es de gas húmedo, entonces trae una porción de condensados. Este es el pronóstico. No hay antecedentes históricos del condensado, entonces ellos están mencionando que pueden alcanzar 4.5 barriles de condensados y al cierre de los 12 meses pues andaría del orden de 4. Adelante por favor.

De igual manera este es el esquema que fue acordado, que fue para la medición provisional con PEP. Este es el firmado. El siguiente esquema, que es donde voy a platicar rápidamente cómo quedaron esos puntos, es más simplificado en el sentido de que se puede ver el área contractual y aquí está los pozos Carlos y los pozos de Picadillo. Todos llegarían... en este caso Carlos. Aquí vale la pena hacer mención de que estábamos revisando si había forma de interconectarse en algún punto antes. Pueden observar que los puntos acordados están justo a las llegadas de las Estaciones de Recolección. Leo y ahorita hago el comentario. Este es el punto de medición provisional a la llegada de la Estación de Recolección Viboritas 2. Esta es a la llegada de la Estación de Recolección Santa Rosalía 3. Esta estaría en la Estación de Recolección Picadillo 1A y esta es a la llegada de la Estación de Recolección Mojarreñas 4. Pueden observar, dos cosas quiero resaltar aquí, que el área contractual en este caso incluye o queda dentro una Estación de Recolección. Sin embargo, aunque quedó dentro del área contractual, sigue siendo de Pemex. Entonces dentro de los análisis y de las propuestas que menciona la empresa, pues ellos analizarán la conveniencia en un futuro de su adquisición o alguna gestión específica de esta y de las demás en función de cómo estén las corrientes.

Lo otro que quiero mencionar es que por ejemplo en estos casos los puntos quedaron justo a la llegada de estas estaciones porque hay casos donde solamente está el pozo, el árbol de válvulas. Inmediatamente entran al subsuelo y entonces ya no se ve más, solamente vuelven a aparecer ya muy cercanos a las estaciones. Son algunos de los casos que identificamos y que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nos explican por qué los puntos no necesariamente los pusieron dentro del área, sino hasta donde vuelven a ver la tubería y por lo tanto es a la llegada de las Estaciones de Recolección. Bueno, y finalmente – espérame, regresa – todo el proceso continúa igualmente por esas Estaciones que están mostradas aquí hasta el kilómetro 19. Entonces el esquema es un poco más simplista, pero permite visualizar las áreas contractuales y dónde inicia el área también de PEP y en este caso Pemex Logística. Adelante por favor.

Con respecto a las inversiones, el estimado para esta área es de 3,261,592 dólares. En la parte de actividad petrolera solamente el 2% para la elaboración de sus planes de seguridad y medio ambiente y en la parte de la actividad petrolera de producción nuevamente aparece el rubro principal con el 76%. Y los otros rubros son para los ductos, para sus instalaciones, para la intervención de pozos, las pruebas de producción y el tema de seguridad. En la parte general, que es como está el catálogo, se incluye la nómina, los vehículos que van a utilizar y el correspondiente combustible, la renta de la cede para acercarse al área y la parte correspondiente que deben de pagar por el transporte y el procesamiento de gas. Eso es alguno de los principales rubros que engloban este concepto de general.

Entonces el Programa Provisional presentado contiene las metas, inversiones y gastos relacionados para dar la continuidad operativa. Se plantea incrementar el factor de recuperación en 0.58% para los campos Carlos y 0.72% para el campo Picadillo. Recuerden esto es solamente para el periodo de 12 meses. Se plantea el aprovechamiento del 100% del gas producido y la medición se realizará con base en el acuerdo establecido entre PEP y el licitante ganador. Y la Comisión dará seguimiento a la ejecución de las actividades propuestas en el Programa Provisional presentado por el licitante ganador con fundamento en el artículo 31, fracción 6 de la Ley de Hidrocarburos y en los artículos 22, fracción 8 y 38, fracción 3. Comisionado Moreira, yo hasta aquí cerraría la presentación de su punto. Si no tiene usted algún comentario o quiera añadir algo continúo con los siguientes. Gracias Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo unas preguntas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, por favor, por supuesto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Podemos regresar a donde está la gráfica de producción, donde está la parte anterior. Esa. Bueno, creo que es importante comentar un antecedente. Estos campos estaban en resguardo por Pemex. Durante el proceso de Ronda Cero ellos decidieron no mantenerlos, no pudieron, no quisieron hacerlo. Entonces el que estuvieran en asignaciones de resguardo quiere decir que Pemex pues no invertía en ellos. Ese es un antecedente importante.

Mi primer pregunta es tal como vemos en la gráfica se ve que hay un decaimiento de la producción, pero muy planito. Hay una lámina anterior, me estoy refiriendo al futuro. Se ve que no hay picos como el anterior. Pero hay una lámina en donde se plantea que todos los meses durante estos 12 del año va a haber intervenciones a pozos. La pregunta es por qué no se ven reflejadas esas intervenciones en la gráfica. En esa se ve. Se dice que intervención de pozos para mantenimiento y rehabilitación. Lo pueden ver ahí donde está el mouse, es uno cada mes, hasta dos. ¿Por qué no se ve reflejado en el comportamiento esperado de la producción? Es la primera pregunta.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. Ahorita mostramos el detalle. La respuesta es porque lo que están considerando como mantenimiento es realmente una inspección a sus árboles de válvulas, están proponiendo revisar precisamente, engrasarlas. Es una inspección muy, muy superficial. No están todavía haciendo una intervención, digamos una reparación mayor o menor. Solamente es muy superficial lo que están haciendo en cada uno de los pozos, por eso dicen, "vamos a reconocerlo, queremos revisar dónde está el área de pozo, si no está inundado, si no hay alguna cuestión de pasivos ambientales". O sea, es un reconocimiento a cada uno de sus pozos y lo van a hacer durante estos primeros 12 meses.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El Comisionado Franco nos platicó, nos explicó el que ellos por contrato tienen la posibilidad de tener un Programa Provisional para este año para mantener las actividades. Me gustaría que regresaras otra vez a la gráfica y en la gráfica se observa que la producción sigue cayendo y que en este caso es del orden del 50% de lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se tuvo en septiembre de 2017. Claro, es un pico, pero bueno, es una caída importante de producción. ¿Para cuándo esperaríamos tener un incremento en la producción? Ya sé que este año no, el año que viene no, pero la CNH con las pláticas que ha tenido con la empresa más adelante tiene que traernos un Plan de Desarrollo. ¿Cómo para cuando se piensa que esto pueda empezar a incrementarse? ¿Hay alguna visualización por parte de ustedes como Unidad o algún comentario que ellos hayan hecho con ustedes?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, me voy a aventurar un poco. Es correcto y me voy a aventurar a dar una respuesta. Sí nos llamaron la atención por ejemplo algunas cuestiones como las que comentaba, ¿no? O sea, a pesar de la condición en la que estaba o se consideró mantener el área contractual pues Pemex siguió operando. De alguna manera incluso mete algunas actividades, alguna intervención que no pudimos identificar, pero sí sabemos que obedece a tres pozos más. Entonces las empresas dicen, "voy a ser cauto". Hacen un pronóstico en la mayoría que hemos visto andan de un 20% a un 30% en el factor de declinación anual efectiva. Y ese es más o menos el tenor en el que se manejan, porque bueno, es la misma empresa y al final mantiene criterios similares.

La otra, regresando a la pregunta. Lo otro importante es que en los primeros seis meses es dónde está cargada la actividad de las pruebas de producción y toma de información de pozos. Entonces se infiere que en este medio año es donde van a conocer y podrán tener argumentos para empezar a hacer propuestas ya de intervenciones más específicas mayores y menores.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces la respuesta sería que dentro un año sí veríamos un incremento en la producción y en las reservas posiblemente. Posiblemente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Empezarían a hacer una propuesta en este primer año e inmediatamente se debiera ver el resultado. Y más adelante vamos a ver otros casos, decía de manera general, donde hay campos que dejan fuera. Incluso campos que están produciendo los quitan ahorita en su pronóstico



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de estos primeros meses, pero lo retomamos cuando llegemos a esos casos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El objetivo de mi pregunta es hacer ver a la gente que nos ve que pues esto no va a continuar con este decaimiento por hasta todo el tiempo, sino que va a haber un incremento, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Hago énfasis cuando veamos esos campos que dejaron fuera en la propuesta inicial. Comisionado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si quiere el doctor Moreira antes.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ah bueno, es un poquito enfatizar lo que está diciendo el Comisionado Néstor. O sea, tenemos que tomar en cuenta que estos contratistas apenas van a llegar al área contractual. Y si bien tuvieron información técnica con la cual tomaron su decisión, apostaron y resultaron ganadores, requieren de ya ir físicamente a ver los pozos, a tomar la información, a ver su comportamiento, obtener esa información, convertirla en conocimiento, hacer simuladores y poder hacer mejores proyecciones. Digo, como contratista pues llegan y dicen, "la tendencia de la producción es así, me puedo comprometer con lo que hoy sé a este perfil de producción que aparentemente, bueno, no aparentemente, se ve que nada más está declinando". Pero seguramente si ellos están estudiando un pozo, hacen una buena técnica de repararlo, de limpiarlo, etc., y ven que tiene más potencial pues rápidamente la realidad va a ser que incrementen la producción.

La pregunta digamos un poquito ayudándole al maestro Mena es de ¿cuándo van a incrementar su producción?. Bueno, eso lo vamos a ver cuando nos presenten su Plan de Desarrollo. Pero no podemos descartar que, mediante este Programa Provisional, que lleguen a estar probando algunas técnicas de recuperación adicional de hidrocarburos, exista la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

posibilidad de que incrementen su producción. Pero sí es bueno mandar el mensaje de que todos los perfiles de producción no son así. Ahorita son de áreas contractuales que van a ser operadas por nuevos contratistas y que seguramente ellos con sus tecnologías, con lo que vayan conociendo, van por un incremento de producción en todas ellas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Dos preguntas. La primera es: Los pozos que están cerrados no sé si está reportado cuándo se cerraron. O sea, ¿cuánto tiempo han estado cerrados?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, son 82 pozos, solamente 14 activos. ¿Tenemos el dato? Si quiere mientras atendemos la siguiente pregunta.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La otra pregunta que yo tenía. Yo esperaré que estas empresas a la par que están manteniendo la producción estén arrancando también cosas relacionadas con exploración. El área es bastante grande, puede haber nuevos descubrimientos de tipo geológico. ¿Entonces cuándo esperaríamos que presentaran el Plan de Exploración? No necesariamente el Plan de Producción, el Plan de Exploración.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Específicamente no lo citan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, está en contratos. Seguramente Joshua tiene la respuesta de los días que por contrato después de la fecha efectiva siempre damos un plazo para la presentación de ese plan. Entonces Joshua si tienes.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- ¿Me lo permite Comisionada?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Conforme al contrato, cada una de las licitaciones, de la 2 y la 3,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la cláusula 4.2 establece que el Plan de Exploración deberá ser presentado a la Comisión dentro de los 180 días siguientes a la fecha efectiva. Es decir, una vez que se firme el contrato tienen 180 días para presentar el Plan de Exploración. Entonces también recordemos que como contratista pueden llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial con un aviso y conforme a la normativa de ARES.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Porque eso nos da una idea también clara de cuándo va a rebotar la producción.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En el tema este de incrementar la producción, nada más nos estamos refiriendo a una pequeña fracción del área contractual de estos campitos. La demás zona pues todavía se tiene que explotar, tenemos que descubrir, tenemos que ver si es comercial, hacer un Plan de Desarrollo, etc., etc. Ahorita lo que nada más estamos hablando era de los campos que nos está presentando el maestro Mena, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Adelante maestro.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- ¿Tenemos el dato?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Las fechas de cierre no se tienen.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso seguro son muy variables, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Pero sí teníamos la fecha de inicio de la explotación del campo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo que sucede en estos campos es que a la medida que van produciendo van decayendo su producción. Llegan a un momento en que el volumen que pueden aportar ya no paga todo el costo del transporte y entonces lo cierran. Los retos que son muy importante en estos campos es que cuando tienen gas húmedo el aceite que se libera dentro del pozo es una maldición porque se va resbalando, va hacia el fondo del pozo, va generando una contra presión y el pozo se cierra automáticamente. Se mata se dice ahí en el campo. Entonces tienen que hacer algunas operaciones. En el campo se dejan caer dentro del pozo algunos productos químicos que efervecen en el fondo. Les llaman los Alka Seltzers allá en el campo y lo que hacen es liberar un poco la columna que tiene y entonces vuelve a fluir el pozo. Y eso hay que estarlo haciendo cotidianamente.

También hay algunos sistemas artificiales de producción que permiten eliminar estas cantidades de líquidos que se presentan en los pozos, pero fundamentalmente el cierre de pozos es debido a que entró agua o el agua ya no deja que fluya el gas o que el volumen de gas fue muy bajo. Y las fechas pueden ser muy diferentes, pueden ser de 10 años, cinco años, que es el dato que preguntó el doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Mi razón era de que yo pienso que hay pozos que se pudieron haber cerrado hace 30 años y que ahorita tenemos mucha más información, mucha más tecnología, muchos más procedimientos que pueden ser aplicables. Pero si cerraron el año pasado, no hay tanta probabilidad.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Debe ser de años.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí. Picadillo es de 1965 y Carlos 1970.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero que inició.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Que iniciaron su explotación. Entonces sí notamos que por ejemplo hay algunas pruebas estáticas que abarcaba mucho más de los pozos que estaban productivo. Entonces revisamos y es porque están considerando precisamente revisar los que están cerrados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí podemos confirmar?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Seguro. Pasamos entonces a la parte de acuerdo a la agenda original de las áreas 4, 5 y 10, que como mencionaba es en consorcio Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos con Sun God Energía de México S.A de C.V. Entonces el mapa primero para posicionarnos. En color café un poco más oscuro son estas áreas que vamos a presentar en este momento, que son las del consorcio Jaguar-Sun God. Son las que estoy mostrando con el cursor. Entonces pasemos a la primera.

Ah, antes la relación cronológica es muy similar. El 8 de noviembre se presentó la solicitud para la aprobación de este Programa Provisional. Se atendieron las prevenciones en el mes de noviembre, así como el Sistema de Administración de Riesgos se revisó con la ASEA y durante este periodo y hasta este momento se realizó la evaluación, dictamen y Programa Provisional. Aprovecho para mencionar aquí el trabajo en conjunto que hacen las Direcciones de Dictámenes, de Reservas, de Medición, de Comercialización, de Evaluación Económica. Es un trabajo conjunto y además revisado en todo momento con los diferentes ponentes porque cada una de estas áreas se revisa por separado con la debida atención y el análisis necesario para llegar a presentar precisamente las características más genéricas, pero con la plena seguridad de que fueron revisadas a detalle en todos los aspectos que aquí de manera muy resumida presentamos.

Entonces el área contractual 4 está ubicada en los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. Comprende una superficie de 446 km² e incluye todos estos campos: Ecatl, Fiton, Granaditas y Rusco. Estos son los campos activos, estos cuatro. Pero además está Fósil, Ita, Pípila, Rusco y Ternero – aquí está repetido Rusco – que son los campos cerrados. Son hidrocarburos e gas húmedo. Tiene 126 pozos, 104 de desarrollo, 22 exploratorios y actualmente están operando 41 pozos en los cuatro campos que mencioné que son los que están activos. Ahorita vemos el perfil de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El programa incluye toda esta actividad. Repito, está resumido porque tenemos el detalle por tarea, tipo, etc. Pero de manera resumida lo importante es que ellos consideran el estudio de integridad mecánica de las Estaciones de Recolección de Compresión de Gas Rusco-1, Pípila-1 y la de Ecatl-1. Ahorita muestro en el esquema dónde están ubicadas. El mantenimiento operativo de esos 41 pozos activos y equipos asociados a las instalaciones de producción mencionaba que consideran, la mayoría de estas propuestas incluyen tomas de información en pozos para presión estática y presión dinámica, pruebas de producción y calibración.

Veamos este perfil. De igual manera incorporamos un pedazo de historia, dos años para ver cómo está la tendencia actual de los campos en producción. Y aquí se pueden ver todos estos campos Ecatl, Fiton, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco y hasta aquí. Son en ese mismo orden de abajo hacia arriba los que acabo de mencionar el perfil de aportación de esos campos. El equipo técnico hizo una proyección pues de los últimos cuatro años para estimar una declinación que andaría de un 23% de declinación anual efectiva. Esa sería esta gráfica solamente para mostrar la tendencia.

Pero observen que la propuesta en esta área solamente incluye Ecatl, Fiton, Granaditas y Rusco. Entonces ellos no comprometen la totalidad de las áreas operando. No hay un detalle de por qué, ellos dicen, "bueno, yo me comprometo con darle continuidad a esto". Sí de esas áreas sí se revisan los pozos y la actividad está precisamente en estos 41 pozos que mencionaba que son los que están operando. Y bueno, este es el perfil de producción para 12 meses que anda del orden de los 2 millones de pies cúbicos por día.

Y en el tema del punto de medición provisional este es el esquema que engloba todo el proceso y es el que se firma en el acuerdo, pero en el siguiente podemos ver de manera más simplificada cómo está la producción de Rusco, Ecatl, Pípila, Granaditas, Fiton Ita y Fósil. Estén o no operando estos campos, se acordó que el punto de medición provisional será la entrada de la Estación de Recolección Pípila 1. Independientemente del momento en que tengan mayor conocimiento de las áreas y las vayan incorporando en un futuro, esos son los puntos. También podrán ver que hay tres Estaciones de Recolección que están dentro del área contractual,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pero repito, pertenecen a Pemex Exploración y Producción. Adelante por favor.

Las inversiones y gastos de operación son más campos. Aquí la inversión estimada es de 5,102,930 dólares, donde un 17% es para la parte de planes de seguridad y medio ambiente y lo demás está distribuido en los conceptos y representan el 83% restante, que son 4 millones donde básicamente es el rubro de generales que repito aquí están las partes incluso de nóminas, administrativos y renta de sus oficinas. Y lo demás es ingenierías, pozos y el mantenimiento de instalaciones.

El Programa Provisional presentado permitiría dar continuidad operativa al área contractual. Se recomienda aprovechar los resultados de los estudios y tomas de información para maximizar el factor de recuperación, incorporando los campos no considerados en el pronóstico presentado. Durante la vigencia del Programa Provisional se plantea un incremento en el factor de recuperación de gas de un 0.33%. Se considera el aprovechamiento del 100% del gas producido en este periodo de 12 meses y la medición se realizará con base en el acuerdo entre PEP y el licitante ganador. Comisionada Alma América como ponente, si tiene algún comentario adicional. Si.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, yo solamente quisiera comentar de que en los pronósticos de producción en la gráfica que se presentó se tiene una producción de los campos en esta parte. Se tiene producción de campos que se están entregando en este momento al contratista con los pozos cerrados. Por lo tanto, el contratista no está previendo tener producción en este momento porque están cerrados en este momento, ¿no? Entonces sí es importante decir como lo comentó el maestro Mena de que los campos en el área a pesar de que hay bastantes campos que aquí se mostraba que algunos de ellos estaban activos pues hasta aparentemente septiembre-octubre, se le van a entregar al contratista en este momento. O sea, cerrados al momento de la firma, ¡eh! O sea, en el caso de Fósil según está cerrado, Ita, Pípila, Rusco y Ternero. Creo que Rusco sí está abierto, pero Ternero también, ¿no? Entonces ahí hay que hacer las correcciones que para futuro esos son los pozos que no estarían entrando, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y eso es lo que está considerando los 41 pozos son de los pozos que están activos, que es Ecatl, Fiton, Granaditas y Rusco. ¿Si?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es correcto. Los cuatro campos Ecatl, Fiton, Granaditas y Rusco son los que comprenden esos 41.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Cuando menos es de la información que se tiene en este momento. ¿Si? Ok.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De acuerdo. Gracias Comisionada por la precisión. Continuamos con el área contractual 5. Esta área está localizada en Burgos, en los Estados de Tamaulipas, Reynosa, Río Bravo. Tiene una superficie de 445 km². Está separada en dos áreas denominadas 5A y 5B. La 5A tiene el 59% de estos km² y el 41% restante la 5B. La 5A comprende los campos de Organdí y Unicornio y la 5B los campos Jabalina, Casta, Yac, Aljibe, Anona, Janambre, Pame, Patriota, Rio Bravo y Yunque. Son yacimientos de gas húmedos, tienen 36 pozos perforados, 9 abiertos, 5 cerrados, un inyector de agua residual y 18 taponados.

La actividad prevista en el programa incluye el estudio de integridad mecánica de la Estación de Recolección de Gas Organdí y la Sultán 2. Asimismo, toma de información en pozos, presión estática y presión dinámica, pruebas de producción y calibraciones.

Con respecto al histórico y pronóstico de producción, esta es la parte histórica donde vienen operando obtenemos la información de la aportación de estos campos. E igualmente solamente el licitante ganador está comprometiendo este pronóstico, que es del orden de los 0.5 millones de pies cúbicos por día para para estos 12 meses. Igual hicimos una proyección para tener una referencia de cómo está la declinación de la totalidad de estos campos y esta producción obedece solamente a un pozo, que es el Pame-1 y está en el bloque 5B.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con respecto al punto de medición, este es el esquema revisado y acordado en el acuerdo de puntos de medición. De manera más simplificada, estoy hablando del área contractual el bloque 5A. Unicornio, el campo Unicornio no fluye, y Organdí llegaría a la línea de descarga, a la salida perdón de la línea de descarga del pozo Organdí-1 que es justamente antes de esta Batería de Recolección. Este sería el punto de medición provisional. Vale la pena aclarar aquí que lo que están previendo es utilizar separadores portátiles. En la mayoría de los casos esa es la propuesta y eso obedece a que precisamente pues les comentaba las condiciones que solamente se les está entregando la infraestructura, el pozo y las líneas de descarga. Entonces en algún momento se identificó el punto donde se puede instalar estos separadores portátiles o móviles y la selección de si es un separador horizontal o es uno vertical pues estará en función de precisamente las características, si es en dos fases y pues las dimensiones, espacios y la movilidad precisamente de este separador. Adelante por favor.

Y para el área 5B – vámonos al esquema simplificado – aquí está el resto de los campos que es Pame, Janambre, Río Bravo, Aljibe, Yac, Patriota, Anona y por aquí nos faltó meter Jabalina. Estos son cada uno de los puntos identificados, el punto de medición provisional a la entrada de la instalación Sultán 1. Esta está a la salida de la descarga del pozo Pame-1 que se va a incorporar más adelante para igual llegar a Sultán. Este punto de Janambre es provisional a la entrada de la instalación Sultán 2. Este es a la entrada de la instalación Caudaloso 1. Este es a la entrada de la instalación Sigma 1. Y este, ese está aun dentro del área contractual, pero llega a Anona 1. Entonces aquí por la distribución de los campos, la ubicación geográfica y por las líneas como están estructuradas fue necesario revisar puntos de medición provisional para cada uno de esos campos, independientemente de que no todos están productivos como ya lo mencioné al inicio.

Con respecto a las inversiones y gastos de operación, se estima del orden de los 3,871,190 dólares, distribuido un 23% para la actividad petrolera de desarrollo que incluye el plan de Seguridad y Medio Ambiente y el restante 76% para los conceptos que hemos estado revisando sobre en general, ingeniería de producción, intervenciones a pozos, seguridad y medio ambiente. Adelante, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Igualmente vemos razonable la propuesta para dar continuidad a estos pozos operando, al área como se les entregaría. Y se les recomienda aprovechar los resultados y la toma de información, así como el uso de los registros de saturación detrás de tubería porque ahí estábamos viendo que igual la edad y el tiempo en que han estado cerrados algunos de estos campos para detectar algunos recursos en las áreas que no están en este momento comprometidas y que precisamente se van a analizar y con base en esa información hacer una propuesta en su Plan de Desarrollo. Se tiene previsto incrementar el factor de recuperación de gas en 0.16% y aprovechar el 100% del gas producido. Comisionado Sergio Pimentel, si no hubiera algún comentario adicional.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- La propuesta igual que las tres áreas anteriores es que aprobemos en dos resoluciones. En una los puntos de medición provisional que ya fueron expuestos y en la otra también el Programa Provisional para esta área contractual. Yo lo dejaría hasta ahí nada más.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muy bien, gracias. Continúo entonces con el área contractual 10. Estamos hablando del consorcio de Sun God con Jaguar Exploración y Producción. Dale a la que sigue. Esta área está ubicada en el Estado de Tabasco, Municipio de Macuspana y Jonuta. Tiene una superficie de 388.9 km². Comprende los campos Viche y Acahual, que son los que están activos, pero además comprende Acachú y Güiro. Tiene 19 pozos perforados, 8 de desarrollo, 3 activos y 11 son exploratorios.

Entonces la actividad bastante detallada en esta área incluye reinterpretación sísmica, estudios estratigráficos, estudios petrofísicos. Resalto igual la realización de pruebas de producción, un cálculo de reservas y estimaciones. Aunque dice aquí estudios de presión, volumen y temperatura, realmente estamos hablando de campos de gas. Entonces es más bien un tema del catálogo. Se refiere a la cromatografía que están previendo realizar. La construcción y adaptación de infraestructura de instalaciones e intervenciones a pozos para mantenimiento y rehabilitación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Mencionaba que esta área tiene tres pozos produciendo. Esta es la parte histórica de igual manera y este es el pronóstico de producción de gas propuesto por la empresa que iniciaría del orden de los 1.5 millones de pies cúbicos de gas. La parte en rojo es el pronóstico de Acahual y la parte en verde es el pronóstico de Viche.

Con respecto a la descripción y ubicación del punto de medición provisional, este es el esquema acordado y firmado en el acuerdo de medición. Y de manera simplificada, Viche-1, que es el que sí está productivo, se tomaría como punto de medición provisional la línea de descarga de las instalaciones de Viche-1. Güiro está fuera de operación, pero se prevé que en algún momento cuando así se decida y se meta a productivo, el punto de medición provisional será la llegada de la Estación de Recolección Bitzal Cobo. Y el otro campo que estaba en productivo, que es Acahual, su punto de medición provisional serán las líneas provisionales de descarga de las instalaciones Acahual. Y reitero, son puntos de medición provisional en tanto ellos conocen y hacen una propuesta en su plan de Desarrollo. Y actualmente se consideran son puntos de medición provisional considerando separadores móviles o portátiles. Adelante por favor.

Las inversiones previstas son del orden de 2,589,527. La actividad de desarrollo se distribuiría un 45% del monto citado en geología, geofísica y general. Y en la parte de actividad de producción básicamente la parte de generales, que repito incluye gastos de administración, mantenimientos de ducto, calibración de pozos, aforo se están considerando y la renta de su cede. Adelante.

El Programa Provisional contiene las metas físicas, inversiones y gastos de operación relacionados y necesarios para la continuidad operativa y de producción del área contractual. Se recomienda los resultados y la toma de información para maximizar el factor de recuperación, incorporando y analizando los campos actualmente cerrados. Se plantea incrementar el factor de recuperación de gas en un 0.8% para este periodo de 12 meses. Se prevé un aprovechamiento del 100% del gas producido y la medición se realizará con base en el acuerdo entre PEP y el licitante ganador. Comisionado Acosta, usted como ponente de este punto si tuviera algún comentario o alguna aclaración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Bueno, solamente recordar que, de acuerdo con la estructura del contrato, este Programa Provisional es prácticamente para mantener la operación de los campos en tanto los contratistas se preparan para la presentación de su Plan de Desarrollo para la Extracción. Entonces lo que estamos viendo en el caso concreto que nos ocupa es precisamente eso. O sea, lo que se mantiene es la operación del campo, que es lo que se está confirmando y en razón de esto la ponencia está proponiendo el aprobar a favor tanto el punto de medición provisional como el Programa Provisional propuesto por el contratista.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muchas gracias Comisionado. Continúo con el área contractual 7. Aquí únicamente el licitante ganador es Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos. Esta área contractual 7 está ubicado en el Estado de Veracruz en el Municipio de Soledad de Doblado. Tiene una superficie de 251 km² como está mostrado en la figura del lado derecho. Es un campo de gas no asociado, gas seco. Tiene 19 pozos, 3 exploratorios, 6 de desarrollo y actualmente 4 pozos productivos. En la actividad prevista destaco la reinterpretación estructural, estratigráfica y de yacimientos – perdón – pruebas de producción, revalidación de reservas y cromatografía de gases y el análisis de sus redes de producción principalmente.

Con respecto al histórico y pronóstico de producción esta es la parte histórica que el equipo incluyó para tener una referencia. Pueden ver que es el campo Cópite y Chilpaya. El nombre de Chilpaya realmente no es como un campo. Nos metimos al detalle del mapa y es un pozo que está justo en el centro de esa área y tiene ese nombre. Entonces y como es el que está produciendo, bueno, el pronóstico obedece precisamente del lado derecho puede ver Cópite y Chilpaya como pronóstico. Entonces pues tiene una tendencia pues acorde a cómo ha estado produciendo estos dos o este campo que es el de Cópite en el último año y medio e iniciarían del orden de pues 1.1 millones de pies cúbicos por día.

Con respecto a la descripción del punto de medición vámonos al esquema simplificado. El punto de medición provisional será el Colector de Chilpaya-1 para el pozo que mencionaba que está operando y sería en este punto. Está operando el Cópite-92, está operando el Cópite-93, el 94 no y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cópite-95 que son los que conforman precisamente la parte del pronóstico que mencionaba de este campo. Y el siguiente punto provisional para este pozo que está un poco más alejado sería la línea de descarga precisamente de este pozo y se incorporarían a las Estaciones que están aquí hacia adelante que sería la de Gas Miralejos y luego la de Compresión Cópite hasta llegar a Matapionche. Con un esquema igual de separadores móviles.

Las inversiones previstas son del orden de 1,737,427 dólares distribuidas un 22% para la parte de actividad de desarrollo que incluye no sólo el tema de seguridad y medio ambiente sino el tema de geofísica y geológica. Y en la parte de actividad petrolera el 78% restante, incluyendo pues operación de instalaciones, seguridad, pozos e ingenierías. Adelante por favor.

El plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de operación y producción del área. Complementa con actividades de toma de información y actividades de geología, geofísica, ingeniería de yacimientos como lo mencioné en la tabla de actividades. Lo previsto permite asegurar la continuidad operativa al menos de estos pozos y se recomienda evaluar la unificación de adquisiciones sísmicas con el fin de homologar la información para la delineación de posibles prospectos exploratorios. Eso es porque vimos que había alguna información que se puede revisar. Fue tomada en diferentes momentos y se puede complementar. Se prevé incrementar el factor de recuperación de gas en 0.73%, el aprovechamiento del 100% del gas producido y la medición se realizará de acuerdo a como se pactó con Pemex Exploración y Producción. Comisionado Gaspar, si quisiera abundar en algún punto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No, ya no, ningún comentario más que el someter a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación de este Programa Provisional para la continua operativa de esta área contractual.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionado. Pasaría a presentar el área contractual 9. Esta está ubicada en el Estado de Tabasco, Municipio Macuspana. Tiene 95 km² y comprende dos campos: Cafeto y Vernet. Aquí es interesante que Cafeto tiene aceite ligero de 45-49 grados API (aceite ligero) y Vernet tiene aceite también de 20 a 38 grados API y gas y condensados. Cafeto tiene 15 pozos, uno activo a la fecha, Vernet 55 pozos,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dos activos. Entonces con estos tres pozos activos se realiza el pronóstico que ahorita vamos a ver.

Antes permítanme mostrar lo más relevante del programa y la actividad prevista que incluye registros de producción, pruebas de incremento y decremento, registro de saturación remanente, pruebas de integridad de pozos, estudio de integridad mecánica de la Estación de Recolección Vernet. Me parece que eso es lo más relevante y adecuado para iniciar el reconocimiento de su área.

El pronóstico de producción con su parte histórico en Cafeto, ellos proponen este pronóstico en la parte de Cafeto considerando un pozo productor de aceite y que iniciarían del orden de 40 barriles por día. Y en la parte de gas, eso para la parte del aceite. Para la parte de gas me voy directamente el pronóstico de Cafeto, que es la parte de abajo del lado derecho de su pantalla. Está basada en un pozo del campo Cafeto y dos del campo Vernet, lo cual implicaría que iniciarían con una producción de 0.6 millones de pies cúbicos y al término de ese primer año pues andarían del orden de 0.5 millones de pies cúbicos por día. Y tienen previsto una pequeña parte también de condensados de dos pozos de Vernet. Iniciarían con unos 70 barriles por día en ese periodo de 12 meses:

Con respecto al punto de medición provisional, este es el esquema del acuerdo. Y de manera más simplificada, los pozos de Cafeto van a tener su punto de medición provisional a la entrada de la Batería de Separación Cafeto. Y los demás pozos de Vernet se van a incorporar justo antes de la entrada de la Batería de Separación Vernet, que recuerden es una de las actividades que van a realizar la revisión de esta Batería. Y aunque están ambas dentro del área contractual – repito – pertenecen a la empresa productiva del Estado. Finalmente, la corriente llega a los compresores y Central de Distribución de Gas José Colomo para finalmente llegar a Ciudad Pemex.

Las inversiones previstas son de 3,284,293 distribuido en actividad de desarrollo un 45% y en actividad de producción el restante 55%, que es del orden de 1.8 millones de dólares distribuido principalmente en el tema de general. De acuerdo al catálogo y a lo que ellos nos detallan, aquí está incluido el mantenimiento de macroperas, la verificación de instalaciones, aforos de pozos y la inspección de su Batería.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El Programa Provisional presentado permitirá dar desde el punto de vista técnico continuidad operativa al área contractual. Durante la vigencia se plantea un incremento de 0.06% en el factor de recuperación de aceite, 0.22% en el factor de recuperación de gas en el campo Cafeto y 0.04% de aceite y 0.05% para gas del camp Vernet. Se prevé el aprovechamiento del 100% del gas producido y la medición se realizará con base en el acuerdo de medición que comentábamos. Asimismo, esta Comisión dará seguimiento a la ejecución de actividades propuestas en el Programa Provisional presentado por el licitante ganador con fundamento en el artículo 31, fracción sexta, de la Ley de Hidrocarburos y en los artículos 22, fracción octava y 38, fracción tercera. Comisionado Moreira, ¿tiene algún...?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nada más quisiera señalar y felicitar a la Unidad del maestro León Daniel porque realmente fueron siete áreas que había que evaluar de una manera muy profunda y que era necesario aprobar este Programa Provisional para dar continuidad de operaciones que es necesario para que puedan firmar los contratos. Entonces dado que a nosotros nos interesa que se firmen los contratos para que inicien todas las actividades de exploración y consecuentemente después de extracción y que los contratos se van a firmar mañana, teníamos una fecha muy límite, digamos muy fija. Y creo que pues realmente tuvieron muchísimo trabajo, les veo aquí la cara de cansados, pero creo que fue un análisis muy bien hecho y creo que ha convencido a todos espero y está sometido a su aprobación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muchas gracias. Pero inmediatamente comparto la felicitación y yo la hago extensiva porque efectivamente fue un trabajo de equipo, desde cada uno de los equipos de las ponencias. Mencionaba yo todas las áreas que intervienen y sí son algunas desveladas, pero vale la pena. Se disfruta conocer el detalle y el compromiso que tienen las áreas que están asumiendo una responsabilidad con el Estado. Gracias.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí. Bueno, adicionalmente a unirme a las felicitaciones por el trabajo que se hizo con estas áreas para aprobar, para presentar para aprobación de los Planes Provisionales, Programas Provisionales. Pues yo me quisiera referir, tengo nada más un comentario en relación con el grupo de resoluciones, todas las resoluciones que se nos están presentando.

Como comentaba hace un momento, el Programa Provisional es para prepararse en la elaboración del Plan de Desarrollo para la Extracción, en razón de que fue omiso el contrato y nuestra normatividad también es omisa en cuanto al plazo para poder presentar el Plan de Desarrollo, hay que resolverlo. Y esto se está resolviendo en el considerando quinto, a su vez relacionado con el resolutivo segundo del proyecto de resolución que se nos está presentando. Sin embargo, creo que puede tener una mejora en razón de que se establece aquí que el contratista deberá de presentar su Plan de Desarrollo dentro de los 180 días contados a partir de la fecha efectiva, es decir de la fecha de la firma. 180 días.

Me parece que es más conveniente que nosotros hablemos de un plazo que vaya contado en regresivo desde el día del vencimiento del Programa Provisional hasta una fecha determinada. Es decir, que sumemos todos los plazos que nosotros requerimos para la aprobación del Plan de Desarrollo para que esté vigente el día uno una vez que se vencen los Programas Provisionales. Y eso se hizo al revés. Es decir, se establecen 180 días a partir de día de la fecha efectiva, cuando yo creo que debe de ser más bien 180 días a partir del 8 de diciembre, pensando en que firmemos mañana los contratos. Es decir, 180 días antes de que venza el Programa Provisional. ¿Cuál es la razón de esto? Porque tal y como viene en el proyecto de resolución los 180 días me parece que no tienen sustento lógico ni normativo, porque si sumamos los plazos que requerimos o que le estaríamos dando a este periodo nos llevarían a 180 días más 10 días que necesitamos para hacer la notificación, lo cual nos implicaría que tendríamos nosotros un periodo menor para poder hacer la evaluación y en su caso la aprobación del Plan de Desarrollo.

De esta manera, si nosotros sumamos todos los plazos que requerimos para hacer la evaluación, que son 15 días para prevenir al contratista más 15 días para atender prevenciones, 20 días para aclarar suficiencia, 120



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

días para aprobar en sí el plan y 10 días adicionales para hacer la notificación nos quedan exactamente 180 días de los que yo estoy hablando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En el año.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, exactamente. Entonces yo lo que propondría es que fuera 180 días del vencimiento del Programa Provisional a la fecha que corresponda hacia atrás.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si entendieron. Por favor abogado.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Hacemos el ajuste correspondiente considerando justamente los plazos que refiere que están establecidos tanto en el artículo 26 y 27 de los Lineamientos de Planes y el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y hacemos ese ajuste en la resolución propuesta si estuvieran de acuerdo en las demás ponencias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es respecto a lo que comentan. Digo, ayer veíamos ese tema del plazo. Dado que en el contrato de cada una de estas áreas contractuales no viene qué pasa o qué deben hacer para presentar el Plan de Desarrollo, porque la única cláusula que viene ahí que nos leyó hace un momento Joshua es la presentación del Plan de Exploración. Estas áreas tienen exploración y tienen estos campos de desarrollo y por eso estamos aquí viendo lo del Programa Provisional. Cuando se vence este Programa Provisional que son 12 meses no hay una figura que nos esté diciendo cómo van a seguir produciendo esos campos después de estos 12 meses. Por eso es lo que comentaba el Comisionado Acosta que en la resolución se está resolviendo este tema diciendo, "preséntame el Plan de Desarrollo asociado a estos campos que están aquí".

Entonces como una mejora también, digo, estoy de acuerdo en los tiempos. Ayer veíamos que 180 días después de la firma, pero bueno, pueden ser 180 días antes de que finalice el periodo provisional, ¿no? El periodo del Programa Provisional. Pero una mejora también sería



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

señalarle, aunque suene obvio, que es el Plan de Desarrollo para los campos que tuvieran producción. Porque ahorita estamos aprobando Programas Provisionales de campos que visualizan ahí tienen producción, pero que sin embargo con las pruebas, con las mejoras pueden incorporar más campos o pueden sacar algunos campos. Entonces si vamos al tema de la mejora yo agregaría para los campos que tengan producción.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Y es una fecha máxima.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Hasta más tardar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Yo si tengo un par de comentarios. El primero tiene que ver con... Creo que todos ya hemos repetido que estos planes lo que nos dan es la continuidad operativa de cada una de estas áreas, las que tienen producción. A mí lo que me llamó la atención es de que – como también se comentó – hay unas dos, tres áreas que tiene digamos la producción que aparentemente o los pronósticos de producción que aparentemente tenían en el pasado digamos parecerían no congruentes con los pronósticos de producción a futuro. Y bueno, pues eso es lo que nos está proponiendo a final de cuentas el operador. Sin embargo, cuando nosotros vemos los puntos de medición que estamos aprobando debería de haber congruencia con ese pronóstico de producción que nos están proponiendo.

Entonces yo me quería referir a las áreas 5A y 5B porque en esa el pronóstico de producción que nos están comentando es únicamente – como bien nos lo explicaban – para un pozo o para un campo, en este caso el campo Pame. Y ahí nos están diciendo que lo que están visualizando es de que únicamente el campo Pame sea el que podría dar producción o cuando menos así lo entendí. Sin embargo, en los puntos de medición se está aprobando puntos de medición para los diferentes campos. Entonces ahí simplemente el punto es y aquí la propuesta es de mi parte cuando menos es aprobar esto tal cual nos lo están presentando, pero sí tener una digamos no inspección, pero sí un seguimiento muy estrecho hacia lo que va a pasar en cuanto a las mediciones de estas áreas. Porque si nos están proponiendo puntos de medición en los diferentes campos yo supongo que es porque prevén medir, o sea tener producción en estas áreas. Pero no lo están plasmando en sus planes, ¿no? Entonces debería de haber un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

seguimiento estrecho para ver si en las áreas que están proponiendo medir pues van a medir y van a producir.

Entonces ese sería mi comentario y sobre todo para dejarlo plasmado no sé si en la resolución o una recomendación cuando no exista esa congruencia. En la mayoría existe congruencia, ¡eh! Pero en este en especial a mí me llamó la atención que no hay esa congruencia porque pues dicen que van a tener producción por ejemplo si no mal recuerdo en Anona y piden un punto de medición para Anona y aquí en su pronóstico pues no está considerado, ¿no? Es uno de mis puntos.

Y otra observación que tengo es: Nosotros asumimos que todas las adquisiciones sísmicas en los diferentes, bueno, ¿cuándo nos lo proponían, es para el área en específico del campo o podría ser para toda el área más allá del campo? Porque podría ser ya una actividad exploratoria. Entonces quizá valga la pena también por lo que comentaba el Comisionado Moreira. No necesariamente es una actividad de desarrollo, sino podría ser que en su Plan Provisional nos están plasmando una actividad simplemente que podría ser (exploratoria). Y eso creo que fue en el área 7 que nos están manejando adquisición sísmica de tres áreas y pues ahí es nada más confirmar si es únicamente para los campos que están considerados en específico. O sea, es decir van a hacer algo específico a nivel de yacimiento o ya van a hacer alguna actividad más hacia el área a nivel exploratorio. Y también lo dejaría ahí como una parte que sería de seguimiento, ¿no? ¿Si?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, gracias Comisionada. Solamente quisiera precisar que efectivamente nosotros lo primero que nos llamó la atención cuando vimos el acuerdo de medición que habían incluido todos los campos. De hecho, en uno de los que más tiene nos faltaba uno. "Y bueno, ¿éste por qué no lo metieron? Este sí lo están dejando no previsto". Pero la lógica que pudimos es que básicamente ellos dicen, "quiero conocer el área, dame la oportunidad de conocer, de saber en qué condiciones está". Pero metieron una componente también del límite económico. Ellos dijeron, "déjame ver la rentabilidad, porque algunos solamente es un pozo y es infraestructura, es línea, es Batería, tengo que pagar un fee, etc." Entonces también le pusieron esa componente para la propuesta inicial. Para este primer Programa Provisional de 12 meses dijeron, "voy a ser cauto y quiero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conocer el área". Pero sí se aseguraron de que todos tuvieran un punto de medición provisional al menos acordado, independientemente de que estuviera operando o no el campo. Entonces eso es indicativo de que pues lo van a considerar, van a plantearlo no necesariamente que sea una condición de que si van a operar, pero en caso de que las condiciones operativas, técnicas y económicas lo permitan estarán en condiciones. Y el acuerdo fue por todos los puntos. Pero me parece muy buena la precisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Cuestión de seguimiento. Abogado Gamboa por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada. De hecho, el artículo 42 del antepenúltimo párrafo de los Lineamientos de Medición justamente señalan este supuesto, que los puntos de medición provisionales pueden ser para aquellos campos que al momento de la suscripción de los contratos tengan producción o sean susceptibles de iniciar producción. Entonces justamente pudiéramos nosotros si gustan dejar en la resolución que avisen el inicio de la producción para tener este seguimiento ya que está previsto en la normativa aplicable que al momento de que sea susceptible y por lo tanto entre en operación algún pozo o algún campo ya nos tendría que reportar la medición de esa producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. Dado que no lo pusieron en sus pronósticos, ¿no? Ok, muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Por favor Secretaría Ejecutiva nos podría leer los acuerdos para todos los planes y los puntos de medición.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto. Habiendo expuesto todos los planes de forma consecutiva, procedería a la lectura del acuerdo. Les pediría si me aceptan que les lea el primero completo y el segundo me referiría únicamente al área contractual que corresponde.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, correcto."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y los Acuerdos siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentado por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 1 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L02/2016, presentada por el consorcio Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. y Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L02/2016, que presentó Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.003/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentado por Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.004/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 1 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L03/2016, presentada por el consorcio Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V. y Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 1 de la licitación CNH-R02-L03/2016, que presentó Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.005/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 4 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentado por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.006/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 4 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L02/2016, presentada por el consorcio Sun God Energía de México, S.A. de C.V. y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 4 de la licitación CNH-R02-L02/2016, que presentó Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.

Órgano de Gobierno

Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria

7 de diciembre de 2017



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.007/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 5 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentado por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.008/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 5 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L02/2016, presentada por el consorcio Sun God Energía de México, S.A. de C.V. y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 5 de la licitación CNH-R02-L02/2016, que presentó Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.009/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 10 de la licitación CNH-R02-L02/2016, presentado por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.010/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 10 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L02/2016, presentada por el consorcio Sun God Energía de México, S.A. de C.V. y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.005/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 10 de la licitación CNH-R02-L02/2016, que presentó Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. en consorcio con Sun God Energía de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.011/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto del Programa Provisional del Área 7 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentado por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.012/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de punto de medición provisional del Área Contractual 7 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L03/2016, presentada por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.006/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 7 de la licitación CNH-R02-L03/2016, que presentó Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.65.013/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional del Área 9 de la licitación CNH-R02-L03/2016, presentado por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

RESOLUCIÓN CNH.E.65.014/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la Propuesta de Punto de Medición Provisional del Área Contractual 9 correspondiente a la licitación pública internacional CNH-R02-L03/2016, presentada por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

ACUERDO CNH.E.65.007/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII 24, fracción IV, y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción XII, y 43, fracción I, inciso h), de la Ley de Hidrocarburos y 11 y 13, fracción IV, inciso d., y su último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa Provisional y la propuesta de Punto de Medición Provisional del Área 9 de la licitación CNH-R02-L03/2016, que presentó Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.8 Instrucción para la suscripción de los contratos de licencia de las Áreas Contractuales 1, 4, 5, 7, 8 y 9 de Burgos y 10 de las Cuencas del Sureste, de la licitación pública Internacional CNH-R02-L02/2016, correspondientes a la Segunda Licitación de la Ronda 2.

II.9 Instrucción para la suscripción de los contratos de licencia de las Áreas Contractuales 1, 2, 3, 4 y 5 de Burgos y 6, 7, y 8 de Veracruz, 9, 10, 11, 12, 13 y 14 de Cuencas del Sureste, de la licitación pública Internacional CNH-R02-L03/2016, correspondientes a la Tercera Licitación de la Ronda 2.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

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

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Gracias Comisionada. Comisionados, muy buenas tardes. Con relación a la licitación CNH-R02-L02/2016, relativa a la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en áreas Contractuales terrestres, someto a su consideración lo siguiente. La instrucción de firma de los contratos adjudicados para las áreas contractuales 1 al licitante ganador Iberoamericana de Hidrocarburos S.A de C.V en consorcio con Servicios PJP4 de México S.A de C.V. Para las áreas contractuales 4, 5, 7, 8, 9 y 10 al licitante ganador Sun God Energía de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

México S.A de C.V en consorcio con Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V.

Derivado de esto el Comité Licitatorio solicitó a los licitantes ganadores la documentación necesaria para integrar los contratos y proceder a la suscripción de los mismos. Informo a ustedes que los licitantes ganadores en tiempo y forma presentaron toda la documentación que les fue requerida. Entre otras cosas, las actas constitutivas, poderes, cumplimiento de obligaciones fiscales, etc. Las compañías Iberoamericana de Hidrocarburos y Servicios PJP4 crearon un vehículo para suscribir el contrato en carácter de contratista y ellos suscribirlo en su carácter de obligados solidarios. En el caso de Sun God Energía de México y Jaguar también crearon un vehículo para suscribir el contrato en su carácter de contratista y presentaron la información correspondiente al vehículo de propósito específico.

El Comité Licitatorio llevó a cabo la revisión de toda la documentación presentada por los licitantes ganadores, por lo que de conformidad con lo previsto en el artículo 20, 22, fracción sexta, 24, fracción tercera, incisos a y d, del Reglamento Interno de la CNH, los contratos se encuentran revisados y validados por la Dirección General de Licitaciones y la Dirección General de Regulación y Consulta de esta Comisión. Por lo anterior, de conformidad con lo previsto en el artículo 13, fracción primera, inciso f, del Reglamento Interno de la CNH, someto a consideración de este Órgano de Gobierno la instrucción de firma de los Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos de las áreas contractuales 1, 4, 5, 7, 8, 9 y 10 para que sean suscritos por los contratistas de la siguiente forma:

Área contractual 1 por Iberoamericana de Hidrocarburos C.Q Exploración y Producción de México S.A de C.V y sus obligados solidarios Iberoamericana de Hidrocarburos S.A de C.V S.A de C.V y Servicios PJP4 de México S.A de C.V. Para las áreas contractuales 4, 5, 7, 8, 9 y 10 por el contratista Pantera Exploración y Producción 2.2 S.A.P.I de C.V y sus obligados solidarios Sun God Energía de México S.A de C.V y Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Previa a la suscripción de los contratos, los contratistas deberán entregar las garantías de cumplimiento y corporativas correspondientes, así como el comprobante de transferencia al Fondo Mexicano del Petróleo en los casos en que los contratistas ganaron con un pago en efectivo por empate en propuesta económica. La información, así como la información para inscribir los contratos al Fondo Mexicano del Petróleo al día siguiente de la suscripción de los mismos. Esos contratos se tienen previsto suscribirlos el día de mañana 8 de diciembre, que se encuentra dentro del plazo de los 140 días que se deben suscribir los contratos adjudicados. En caso de que este Órgano de Gobierno instruya la suscripción de los contratos referidos, esto implicará la declaratoria de utilidad pública en término de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

De igual forma someto a consideración de este Órgano de Gobierno que Pemex Exploración y Producción sea el tercero que acompañe a los contratistas para la entrega de las áreas contractuales considerado que era el operador anterior de estas áreas. También solicito a este Órgano de Gobierno que en caso de que alguno de los licitantes ganadores no suscribiera el contrato, alguno de los contratos, se solicita a este Órgano de Gobierno autorice al Comité Licitatorio y se declare la adjudicación de ser el caso a los licitantes que obtuvieron el segundo lugar en términos de lo establecido en el fallo que fue publicado el 21 de julio de este año. Esto sería todo sería todo para la licitación CNH-R02-L02/2016.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Doctora, quizá sólo precisar que estos 21 contratos que se firmarían de así autorizarlo este Órgano de Gobierno contienen a los 7 contratos respecto a los cuales acabamos de autorizar sus puntos de medición y su Programa Provisional, ¿no? Digo, no más para precisarlo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Estos según lo que entendí son de la 2.2 únicamente.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ah, es que ese es el siguiente tema, perdone.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si no tienen inconveniente procederíamos incluso si gustan al desahogo del siguiente punto y tomamos el acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, son 7 contratos hasta lo que llevamos. Son los 7 contratos de la Ronda 2.2, ¿no? De la Ronda 2.2. Si, por favor.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, una pregunta. El monto de los bonos que se van a recibir antes de la firma del contrato ¿cuánto es de esta 2.2?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- De esta 2.2 tenemos un caso nada más que tiene que hacer un pago en efectivo por empate y es un monto de... es el contrato del área 7 de la 2.2 y es un monto de 4,130,000 dólares.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ahí de una vez el de la 2.3.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- De la 2.3 tenemos 7 casos. Son 7 áreas contractuales, es la 5, la 2, la 1, la 13, 12, 6 y 9 y los montos del área 5 son 26,100,000 mil dólares. Del área 2 son 2,980,014 dólares, del área 1 es un millón. No perdón, del área 1 son 4,237,264. Del área 13 son 13,170,000 dólares, del área 12 son 6,182,000 dólares, del área 6 son 2,179,000 dólares y del área 9 son 28,890,000 dólares. Es un total que tienen que transferir al Fondo Mexicano del Petróleo previo a la suscripción de los contratos de 68,160,000 dólares.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quieren que pasemos al siguiente punto y los acordamos. ¿Si? Para aprovechar el comentario

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Perfecto Ok. Bueno, con relación a la licitación CNH-R02-L03/2016 relativa a la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en áreas contractuales terrestres, someto a su consideración de este Órgano de Gobierno la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instrucción de firma de los contratos para las 14 áreas contractuales que fueron adjudicadas a los siguientes licitantes ganadores. Para las áreas contractuales 1 y 4 Iberoamericana de Hidrocarburos S.A de C.V en consorcio con Servicios PJP4 de México S.A de C.V. Para las áreas contractuales 2 y 3 Newpek Exploración y Extracción S.A de C.V en consorcio con Verdad Exploration México LLC. El área 5 para el licitante Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V igual que el área... el área 5. Perdón. El área 10 y 11 para Shandong Kerui Oil Field Services Group Co. Ltd en consorcio con Sicoval MX S.A de C.V y Nuevas Soluciones Energéticas A&P S.A de C.V. Las áreas contractuales 9 y 14 al licitante Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V. Las áreas contractuales 12 y 13 al licitante Carso Oil and Gas S.A de C.V.

Derivado de esto el Comité Licitatorio solicitó la información a los licitantes ganadores necesaria para suscribir los contratos, misma que fue presentada en tiempo y forma por los licitantes ganadores. Las compañías crearon un vehículo de propósito específico para suscribir el contrato y los licitantes ganadores lo suscribirían como obligados solidarios de estos vehículos. Y también presentaron toda la información que se requiere para dichos efectos. El Comité Licitatorio llevó a cabo la revisión de la documentación presentada por los mismos y de conformidad con lo previsto en los artículos 20, 22, fracción sexta, 24, fracción tercera, incisos a y d, del Reglamento Interno de la CNH, los contratos se encuentran revisados y validados por la Dirección General de Licitaciones y por la Dirección General de Regulación y Consulta de esta Comisión. Por lo anterior, de conformidad con lo previsto en el artículo 13, fracción primera, inciso f, del Reglamento Interno de la CNH, someto a consideración de este Órgano de Gobierno la instrucción de firma de los contratos para las 14 áreas contractuales de la siguiente forma:

Para las áreas contractuales 1 y 4 el contratista sería Iberoamericana de Hidrocarburos C.Q Exploración y Producción de México S.A de C.V y sus obligados solidarios Iberoamericana de Hidrocarburos S.A de C.V y Servicios PJP4 de México S.A de C.V. Para las áreas contractuales 2 y 3 el contratista sería Newpek Exploración y Extracción S.A de C.V en consorcio con Verdad Exploración México LLC y su obligado solidario Verdad Exploration México LLC. Aquí hago una precisión. En este caso el licitante ganador el único que creó vehículo fue uno de los integrantes porque está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

obligado porque participó como compañía extranjera, pero van a firmar como consorcio. Pero la extranjera crea el vehículo mexicano y la extranjera firma como obligado solidario. Para el área 5 el contratista sería Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I de C.V. y su obligado solidario sería Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V. Para las áreas contractuales 6 el licitante ganador, perdón, el contratista sería Shandong and Kerui Petroleum S.A de C.V y sus obligados solidarios serían Shandong Kerui Oil Field Services Group Co. Ltd, Sicoval MX S.A de C.V, Nuevas Soluciones Energéticas A&P S.A de C.V, que sería el mismo contratista para el área contractual 10 y 11. Para las áreas contractuales 7 y 8, 9 y 14, el contratista sería Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I de C.V y su obligado solidario sería Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I de C.V. Y finalmente para las áreas contractuales 12 y 13 los contratistas serían Operadora Bloque 12 S.A de C.V y Operadora Bloque 13 S.A de C.V y su obligado solidario sería Carso Oil and Gas S.A de C.V.

Previo a la suscripción de los contratos igualmente los contratistas deberán de presentar las garantías de cumplimiento y corporativas, así como la ficha de transferencia del pago en los casos en que resultaron empatados y ganaron con el bono de desempate. Así como la información que se requiere para suscribir los contratos en el Fondo Mexicano del Petróleo una vez que sean suscritos estos contratos. Igualmente, la suscripción de los contratos se tiene prevista para el día de mañana 8 de diciembre, fecha que se encuentra dentro del plazo de los 140 días para suscribir los contratos en términos de lo previsto en las bases. En caso de que este Órgano de Gobierno instruya también la suscripción de estos contratos, esto implicará la declaratoria de utilidad pública en término de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

De igual forma someto a consideración de este Órgano de Gobierno que Pemex Exploración y Producción funja como tercero para llevar a cabo la transición al contratista para entregar las áreas contractuales en virtud de que era el operador anterior. Y finalmente también solicito a este Órgano de Gobierno de que en caso de que alguno de los licitantes ganadores no suscriba los contratos correspondientes, se somete a este Órgano de Gobierno se declare la adjudicación de los contratos en favor de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

licitantes que obtuvieron el segundo lugar en términos de lo previsto en el fallo publicado el 21 de julio. Eso sería todo Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario? Si, por favor Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Esto último que mencionó el titular de la Unidad Jurídica, el licenciado Álvarez, no sé si se refiera a que con esta aprobación estaríamos ya dándole instrucción de firma en su caso para el segundo lugar en caso de que el primer lugar no firme.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Lo pido considerando que estamos ya dentro de los límites del plazo para que en el caso de que se actualizara el supuesto que un licitante ganador no suscribiera el contrato el Comité Licitatorio inmediatamente llevará a cabo los trámites correspondientes para adjudicarle al segundo lugar y proceder a hacer efectiva las garantías de seriedad del licitante ganador que no lo suscriba y solicitar al segundo lugar adjudicarle el contrato y solicitarle la ampliación de garantías y vigencia de su propuesta económica.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ya sin necesidad de venir por otra orden, por otra instrucción.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto, es correcto.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Ok, perfecto.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Y de actualizarse el tema el Comité actuaría e informaría posteriormente a este Órgano de Gobierno.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario? Si, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Una pregunta. ¿Hay algún licitante ganador que no haya presentado ya su depósito del bono ante el Fondo Mexicano del Petróleo para el caso donde hubo empates?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En este momento ya están viniendo los licitantes ganadores a suscribir los contratos y a presentar la información que se requiere de garantías de cumplimiento, corporativas y en su caso los comprobantes de transferencia.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- ¿Pero sí hay algunos que no han presentado ese recibo?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Al momento nos está reportando constantemente el Fondo de los bonos que ya están siendo depositados.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Porque esto es mañana, ¿no? Tienen que presentarlo hoy.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Esto es mañana, es correcto.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ok.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- El plazo es, perdón, nada más sobre lo mismo. El plazo es a la firma del contrato.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Previo a la firma del contrato. Previo a la firma.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, cuando dijiste suscribir es que lo están ante firmando, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Están ante firmando ahorita, están rubricando, están revisando el alcance del contrato. Perdón, es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, porque la suscripción es mañana.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Es correcto, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, una precisión en relación con la pregunta del Comisionado Acosta sobre la instrucción de firma. Los trámites que se harían en caso de que alguno no firmara es que se avisa al segundo lugar, pero no necesariamente ya haya instrucción de firma al segundo lugar porque todavía hay que revisar los documentos de esa otra.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Digamos que – si este Órgano de Gobierno así lo determina – se instruye la firma de los contratos con los licitantes ganadores y en el supuesto que alguno de los ganadores no suscribiera lo que me instruyen al Comité Licitatorio es que adjudique al segundo lugar en términos del fallo. Ya la instrucción de firma de esos segundos lugares procederá en su momento correspondiente.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Para darse el plazo correspondiente de recolección de documentación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Hay algún otro comentario? O sea, estamos proponiendo la instrucción de firma y el acompañamiento de Pemex para esta transición. ¿Sí?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para las dos convocatorias, o sea las dos licitaciones. La 2.2 con 7 contratos para hasta ahorita los primeros lugares. En la 2.2 son 7 contratos que se adjudicaron, en la 2.3 fueron 14 contratos que se adjudicaron tal cual lo estuvo leyendo el abogado. ¿Algún otro comentario? ¿No? Por favor Secretaria Ejecutiva nos haría el favor de leer el acuerdo.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó los siguientes Acuerdos:

ACUERDO CNH.E.65.008/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracción V de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción I, inciso f., 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y de conformidad con el punto Cuarto del Acuerdo CNH.E.33.001/17 por el que se emitió el fallo de la licitación CNH-R02-L02/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad:

Primero.- Instruyó que se suscriban los contratos correspondientes a las Áreas Contractuales adjudicadas en la Licitación CNH-R02-L02/2016.

Segundo.- Designó a la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo las actividades correspondientes a la Etapa de Transición de Arranque, de conformidad con lo establecido en la cláusula 3.3, último párrafo de los Contratos a suscribirse.

Tercero.- Determinó que la suscripción de los contratos implicará la declaratoria de utilidad pública, en términos de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Cuarto.- En el caso de que, por cualquier causa, los licitantes adjudicados en la Licitación CNH-R02-L02/2016 no suscriban los respectivos contratos, declaró la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adjudicación de los contratos en favor de los licitantes que obtuvieron el segundo lugar para cada Área Contractual en los términos que se indican a continuación:

| ÁREA CONTRACTUAL | LICITANTE EN SEGUNDO LUGAR |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | No hubo |
| 2 | Desierta |
| 3 | Desierta |
| 4 | Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en Consorcio con Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V. y Verdad Exploration Mexico LLC |
| 5 | Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V., en Consorcio con Servicios PJP4 de México, S.A. de C.V. |
| 6 | Desierta |
| 7 | Newpek Exploración y Extracción, S.A. de C.V., en Consorcio con Verdad Exploration Mexico LLC |
| 8 | No hubo |
| 9 | No hubo |
| 10 | Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V. |

Quinto.- En el caso de actualizarse el supuesto referido en el numeral **Cuarto** de este Acuerdo, instruyó al Comité Licitatorio a notificar a los licitantes que obtuvieron el Segundo Lugar en las Áreas Contractuales mencionadas, para que presenten a la Comisión Nacional de Hidrocarburos los documentos necesarios para estar en posibilidad de suscribir los Contratos que correspondan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.65.009/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 31, fracción V de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción I, inciso f., 14, fracción XVI, y 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y de conformidad con el punto Cuarto del Acuerdo CNH.E.33.002/17 por el que se emitió el fallo de la licitación CNH-R02-L03/2016, el Órgano de Gobierno, por unanimidad:

Primero.- Instruyó que se suscriban los contratos correspondientes a las Áreas Contractuales adjudicadas en la Licitación CNH-R02-L03/2016.

Segundo.- Designó a la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo las actividades correspondientes a la Etapa de Transición de Arranque, de conformidad con lo establecido en la cláusula 3.3, último párrafo de los Contratos a suscribirse.

Tercero.- Determinó que la suscripción de los contratos implicará la declaratoria de utilidad pública, en términos de lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Cuarto.- En el caso de que, por cualquier causa, los licitantes adjudicados en la Licitación CNH-R02-L03/2016 no suscriban los respectivos contratos, declaró la adjudicación de los contratos en favor de los licitantes que obtuvieron el segundo lugar para cada Área Contractual en los términos que se indican a continuación:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

| ÁREA CONTRACTUAL | LICITANTE EN SEGUNDO LUGAR |
|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V. |
| 2 | Petrosynergy, S.A., en Consorcio con Química Apollo, S.A. de C.V. |
| 3 | Petrosynergy, S.A., en Consorcio con Química Apollo, S.A. de C.V. |
| 4 | No hubo. |
| 5 | DEP PYG, S.A.P.I. de C.V. |
| 6 | Roma Exploration and Production LLC, en Consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V., Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V. y Golfo Suplemento Latino, S.A. de C.V. |
| 7 | Petrosynergy, S.A., en Consorcio con Química Apollo, S.A. de C.V. |
| 8 | No hubo. |
| 9 | Promotora y Operadora de Infraestructura, S.A.B. de C.V., en Consorcio con Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. |
| 10 | DEP PYG, S.A.P.I. de C.V. |
| 11 | Tonalli Energía, S.A.P.I. DE C.V. |
| 12 | Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V. |
| 13 | Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, en Consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V. y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V. |
| 14 | Perseus Exploración Terrestre, S.A. de C.V. |

Quinto.- En el caso de actualizarse el supuesto referido en el numeral **Cuarto** de este Acuerdo, instruyó al Comité Licitatorio a notificar a los licitantes que obtuvieron el Segundo Lugar en las Áreas Contractuales mencionadas,

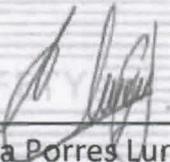


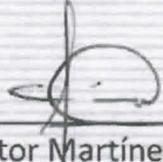
Comisión Nacional de Hidrocarburos

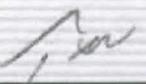
para que presenten a la Comisión Nacional de Hidrocarburos los documentos necesarios para estar en posibilidad de suscribir los Contratos que correspondan.

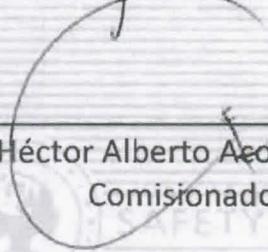
No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:07 horas del día 7 de noviembre de 2017, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Sexagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

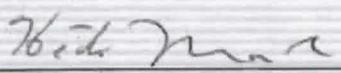
La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

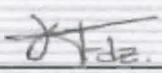

Alma América Porres Luna
Comisionada

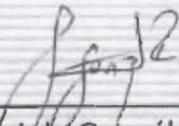

Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Gaspar Franco Hernández
Comisionado


Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva