



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### CUADRAGÉSIMA OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

OAK-TREE



SAFETY ACTA

OAK-TREE

En la Ciudad de México, siendo las 18:06 horas del día 23 de agosto del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Octava Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.0768/2018, de fecha 22 de agosto de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y antes de someter a consideración el Orden del Día hizo los siguientes comentarios:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Secretaria. Antes de dar lectura a la Orden del Día, quiero a nombre





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

de la Comisión Nacional de Hidrocarburos felicitar a nuestro colega el Comisionado Héctor Acosta que el día de hoy fue nombrado Auditor Superior del Estado de Chihuahua. Nos da muchísimo gusto por nuestro colega Comisionado, estamos muy orgullosos de él y bueno, enhorabuena el Estado de Chihuahua porque ya tiene un auditor de lujo. El Comisionado Acosta aquí en la Comisión, aprovecho para destacar lo que aquí ya sabemos, ha sido un impulsor y un líder en materia de transparencia. Fue él, como ustedes recordarán, quien trajo la iniciativa de que los servidores públicos de esta Comisión hiciéramos pública nuestra declaración de intereses y es una práctica que desde entonces la Comisión ha adoptado el publicar nuestra declaración de intereses.

También tuvo la iniciativa de que nos sumáramos al programa de Comisiones Abiertas del Instituto de Transparencia del INAI. Igualmente nos ha liderado en la elaboración de los libros blancos. Ha sido un líder en materia de transparencia. Queremos mucho a nuestro Comisionado Héctor, estamos muy orgullosos de él y desde aquí a nombre de la Comisión lo felicitamos mucho. Y no sé si mis queridos colegas Comisionados quieran agregar algo, pero estamos todos muy contentos del nombramiento del Comisionado Acosta como Auditor Superior del Estado de Chihuahua, que ya tiene entonces Chihuahua un auditor de lujo. Pues muchas gracias. Secretaria Ejecutiva, ¿podría usted por favor dar lectura a la propuesta de Orden del Día?"

A continuación sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que se aprobó en los siguientes términos:

### Orden del Día

#### I.- Aprobación del Orden del Día

#### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Koban-1 de la Asignación AE-0019-M-Okom-02.

S





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 5 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A5/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 18 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A18/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0186-M-Campo-Kutz.
- II.5 Opinión Técnica sobre la modificación de 4 Asignaciones Tipo AR.

## II.- Asuntos para autorización

### II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Koban-1 de la Asignación AE-0019-M-Okom-02.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



OAK TREE SAFETY

OAK TREE SAFETY

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. Buena tarde a todos, buena tarde Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Bueno, hoy les queremos presentar en esta breve presentación las generalidades de este Programa de Evaluación que Pemex Exploración y Producción, que es el operador de esta asignación, pone a consideración de la CNH para su aprobación.

Como antecedentes, en esta área ya tuvo un periodo inicial de exploración en donde se llevaron a cabo diversas actividades. Esta asignación se encuentra en la parte de aguas someras del Golfo de México con un tirante de agua promedio de unos 12 metros y la profundidad a la que se ha alcanzado los estudios estamos hablando de unos 6,500, casi 6,600 metros debajo de la mesa rotaria es donde se ha llegado la investigación.

Se hizo un pozo exploratorio ya, el Koban-1, que se inició en agosto del 2016 y concluyó en marzo del 2017. Ese pozo resultó productor en dos niveles, en el Cretácico y en Jurásico, que vamos a ver algunos detalles más adelante y es una continuación de unos campos que están cercanos a esa área, que es el campo Tsimín y el campo Xux. Entonces como que esa continuación geológicamente hablando.

Por supuesto, como ustedes saben, siempre nos guiamos por los principios legales que están establecidos para la Comisión y para la dictaminación de los planes que están descritos en la Ley de Hidrocarburos en el artículo 44 en su facción 1 principalmente y en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Asimismo, en el artículo 17 de los propios lineamientos que regulan este proceso en donde se establece lo que hay que hacer en el caso de someter a aprobación un Programa de Evaluación como es este caso. Y eso refiere a los anexos del propio lineamiento, que son el anexo 1 y el anexo 7 en particular para este programa.

En cuanto a la relación cronológica, a finales de mayo recibimos del operador el plan relativo para hacer esta evaluación en el área del campo Koban. Corrimos el proceso administrativo que se tiene. No se hizo prevención, sin embargo, sí tuvimos un alcance de información que Pemex nos mandó sobre todo para precisar algunos puntos acerca de la medición. Y finalmente estamos aquí trayendo este dictamen en agosto después de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

haber pasado por supuesto por las opiniones que requerimos tanto de la Agencia de Seguridad Industrial como de la Secretaría de Economía para los temas de contenido nacional.

Ahora, respecto de cómo está inscrito este programa dentro de la cadena exploratoria, pues ya al ser un Programa de Evaluación entonces ya se pasó en esta zona de la asignación de exploración por esa primera etapa de evaluación del potencial y entonces ya nos encontramos hacia la última fase que es la caracterización y delimitación. Esta asignación en esta zona pues justamente cubre o pretende cubrir este plan dos objetivos. Un objetivo es obtener información adicional de los descubrimientos ya realizados a nivel de Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Y la otra claramente pues es actualizar el modelo que se tiene de la caracterización de este yacimiento con la información de un pozo delimitador que permita sustentar el volumen o los volúmenes localizados y que eso lleve a una siguiente etapa, que es el desarrollo comercial del área.

Ahora bien, respecto a dónde estamos localizados geográficamente ya les referí un poco. Nos encontramos en la parte de aguas someras del Golfo de México muy cercanos a la costa, prácticamente tocando a esta en la parte de la costa del Estado de Tabasco. Estamos en la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste y en este caso en particular se trata de una trampa estructural de tipo anticlinal y que tiene algunas dimensiones distintas porque son dos yacimientos, recordemos. Pero son similares, son dos estructuras. Una estructura que se divide en dos yacimientos de 7.8 por 2.5 la de Cretácico y de 8 por 3 kilómetros la de Jurásico.

Las rocas almacenes son algunos cuerpos carbonatados, sobre todo para el Cretácico algunos que están fracturados y para el Jurásico son dolomías meso cristalinas asociado con algunos bancos oolíticos. Los plays productores, como ya lo he mencionado, son el Cretácico y el Jurásico. Por supuesto en el Cretácico estamos más someros alrededor de 5,700 metros debajo del nivel del mar y para el Jurásico estamos alrededor de 6,200-6,300 metros. El hidrocarburo que se localizó con la perforación del pozo exploratorio es un hidrocarburo muy ligero, es gas y condensado cercano a 43 grados API y el descubrimiento se dio con el pozo Koban-1 que terminó de perforarse el 31 de marzo del 2017. La siguiente.

1

Handwritten signatures and initials in blue ink.

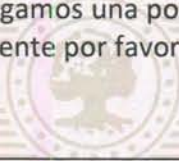




Ahora bien, ¿cuáles fueron los estudios que llevaron justamente a tener ese éxito exploratorio en esa zona? Pues se tienen dos cubos sísmicos que conviven en el área: el Tsimín-Tojual que es en la parte norte y una unión que es de Pemech, Chopo-Tizón, que es el estudio que está hacia el sur. La unión de ambos cubos cubre el área que se está evaluando. Y, además de propiamente la información sísmica, se han hecho estudios de plays, de identificación, evaluación y selección de los prospectos asociados al área y para la perforación del pozo Koban-1 pues se hizo su correspondiente VCD también. La que sigue por favor.

Ahora, bien, respecto a algunos detalles de lo que fue la perforación del pozo Koban-1. Ese pozo Koban-1 tuvo una trayectoria direccional. Alcanzó una profundidad de 6,587 metros debajo de la mesa rotaria y tuvo dos objetivos por los cuales se cruzó, uno a nivel Cretácico a 5,574 metros y el otro en el Jurásico, donde la cima está a 6,270 metros. Hay un intervalo probado que fue en el Jurásico Superior, es decir, el profundo. El intervalo superior que fue el de Cretácico no fue probado y el fluido que se encontró, como ya les mencionaba, es gas y condensado de 42.9 grados API. En la imagen que vemos en la pantalla podemos ver este es el pozo Koban-1, es una trayectoria direccional y cruzó justamente esta zona verde que está marcada aquí, es el primer yacimiento que es para el Cretácico. Y la zona azul más profunda es el yacimiento del Jurásico y aquí mismo se puede ver la propuesta del pozo delimitador que es en esta zona y su relación con otro pozo cercano que está más hacia el sur ya prácticamente en un campo terrestre. La siguiente por favor.

En cuanto a la caracterización o el modelo petrofísico que se tiene en el área, a partir de los registros que se han tomado o los registros que se tomaron en el pozo descubridor, se tiene la caracterización de la cima y de la base de estos cuerpos. Este en particular es para el Cretácico. El Cretácico está compuesto de dos zonas, una zona para el Cretácico Superior y otra zona para el Cretácico Inferior, en donde cambia la litología un poco. Entonces por eso es que el operador lo divide en estas dos áreas, se trata de rocas carbonatadas en donde tenemos fracturas en la parte superior y hacia la parte inferior está un poco más recristalizada la roca y eso hace que tengamos una porosidad secundaria un poco distinta a la de arriba. En la siguiente por favor.







Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

Aquí lo que vemos es la caracterización petrofísica del intervalo del yacimiento inferior, del más profundo del Jurásico. En este intervalo geológicamente hablando el modelo petrofísico también está sustentado por los registros y además aquí hubo una prueba también que fue justamente lo que permitió caracterizar el fluido. Entonces aquí en estas rocas del Kimmeridgiano están asociados a bancos oolíticos que están en esta área y además algunas dolomías que permiten una mejor característica de la porosidad. La siguiente por favor.

Estos mapas representan, el mapa del lado izquierdo representa la cima del yacimiento del Cretácico, el mapa del lado derecho representa la cima del yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Como ven, son áreas relativamente similares. El volumen *in situ* que se está manejando es de cerca de 183 millones de barriles, separado en su componente de aceite y de gas para el Cretácico. Y para el Jurásico es mucho mayor el volumen. El volumen es cercano a los 500 millones de barriles, separado en su componente de aceite y de gas. Como ven y lo mencioné, es un yacimiento de gas y condensado. Entonces por eso la proporción de gas pues es bastante grande. La siguiente.

Ahora, en cuanto a las actividades programadas que tenemos para este programa de evaluación, hay la perforación de un pozo delimitador y dos pruebas de presión/producción que se van a hacer ahora sí en los dos intervalos ya reconocidos. Y con esto se va a llevar a cabo la actualización del estudio que le dio, que ya se tiene del yacimiento, pero por supuesto con la nueva información que otorgue el pozo delimitador pues se podrá actualizar de mucho mejor manera y precisar los volúmenes. Este es el diagrama en donde se representan las fechas que se estarían llevando a cabo. La perforación del pozo ya se tuvo el aviso de inicio. Está la etapa de perforación del pozo, la etapa de terminación, que sería hacia finales del año y una vez que se tengan los datos de la perforación del pozo a partir de ahí y hasta más o menos el primer trimestre del siguiente año se estaría actualizando el estudio de caracterización de este yacimiento o de estos yacimientos, mejor dicho. La siguiente.

Ahora, para la perforación del prospecto Koban-1DEL o del pozo Koban-1DEL que es el que es materia en buena medida de este Programa de Evaluación, aquí lo que tenemos es un pozo con una trayectoria vertical.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Este pozo está localizado, está programado mejor dicho para llegar a una profundidad de 6,300 metros debajo del nivel del mar y se espera encontrar el primer yacimiento que es el del Cretácico cercano a 5,700 metros debajo del nivel del mar y el yacimiento más profundo el del Jurásico a cerca de 6,200 metros debajo del nivel del mar. Es un poco nada mas para seguir la extensión de este yacimiento. Les decía hace rato la zona verde es la del Cretácico, la zona azul es la del Jurásico y esta sería la configuración estructural que estarían pretendiendo probar. El pozo Koban-1 es del norte, es el que ya se perforó. El pozo Koban-1DEL es este que está en el sur. Y con las pruebas que se van a hacer se pretende conocer de mejor forma la extensión de los fluidos hacia la parte sur porque como se ve en el mapa pues el pozo descubridor quedó prácticamente en la parte norte de la estructura. La siguiente por favor.

Como les mencionaba, hay un par de pruebas que se van a llevar a cabo durante los trabajos de la perforación del pozo. La prueba para el yacimiento del Cretácico consta de cuatro etapas. Una primera etapa que considera tres periodos de flujo para limpieza de 10 horas cada uno. Después hay una etapa segunda para el cierre y estabilización de la presión cercano a 6 horas. Después hay tres periodos de flujo de dos horas cada uno para variar los estranguladores y tomar muestras para hacer los PVT. Y finalmente una cuarta etapa que es el cierre del pozo por 30 horas. Eso es para la prueba que está en el Cretácico.

En la siguiente vamos a ver es algo muy parecido para la prueba que se va a tener en el Jurásico. También tres periodos de flujo de 15 horas cada uno, un cierre y una estabilización como una segunda etapa y una tercera etapa con tres periodos de flujo de 10 horas cada uno para variar los estranguladores y tomar las muestras para el PVT y una cuarta etapa cerrando 10 horas el pozo. Ahora, respecto a lo que tiene que ver con la medición de hidrocarburos, si me lo permiten, la maestra Ana Bertha nos expondría esta parte.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Directora.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, buenas tardes. Si vemos la siguiente lámina. Las pruebas que se van a realizar, las dos pruebas, se tiene diseñado actividades que se van





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

a realizar en la plataforma de perforación. Y la segunda etapa para llevar a cabo la separación por cada una en forma individualizada el agua, el aceite y el gas se va a contratar un FPSO. Finalmente, la descarga de los fluidos van a ser enviados dependiendo de las capacidades en ese momento va a ser a la plataforma Xanab-B, C y Onel-A. La plataforma de perforación se va a hacer la medición en pozo, pero se va a utilizar una medición multifásica. Esa medición multifásica va a salir de boca de pozo con dos etapas de estrangulamiento, pasa por el medidor y lo va a mandar al FPSO. Si vemos la siguiente lámina.

La llegada que va a venir una vez medido por el multifásico que vamos a tener en el barco de perforación va a entrar a un sistema de procesamiento de este tipo, donde vamos a tener dos etapas de separación y unas rectificaciones tanto de alta como de presión intermedia. Entonces el fluido va a tener un sistema de calentamiento. Se va a separar eso para separar la mayor cantidad de gas. Vas a tener medición de gas en los puntos 2, para medición de crudo en el punto 4 y el agua en el punto 3. Estos medidores van a ser de tipo Coriolis para agua, para aceite es otro Coriolis y en este caso el fluido finalmente se va a ir a un tanque. A ese tanque vas a llevar el crudo, vas a bombearlo, vas a salir y lo vas a llevar hacia la plataforma ya sea Xanab A, B o Onel y vas a pasar por un medidor Coriolis. La calidad del crudo se va a tomar aquí, el agua aquí y el tanque en esta parte de aquí el crudo como tal. Entonces de acuerdo lo que se maneja, los grados de incertidumbre se tienen alrededor de el multifásico en 8 a más menos 10%. El Coriolis obviamente el proceso que nos indica el operador va a depender de tres barcos, cuatro barcos que pone en su propuesta. Esos barcos tienen una capacidad tanto de aceite, agua y gas; que dependiendo de la contratación que hagan y demás y de la capacidad total de almacenamiento, obviamente se les solicita que vuelva otra vez a avisarnos la selección del barco final con sus características más específicas en presiones y lo que vamos a tener hasta la entrega. Porque obviamente con esos cuatro tipos de barco tendríamos que seleccionar. Las presiones por ejemplo en este barco nos dice que esta presión de diseño tendríamos alrededor de 90 kilos. ¿Sí? Sin embargo, las presiones en las cabezas que se esperan en la prueba de acuerdo a los diámetros de estrangulador, pues en todo este director general tenemos alrededor desde 250 hasta 400 kilos en la cabeza y con dos etapas de estrangulamiento. Y para darnos una idea, el tanque debemos de tener aquí alrededor de un kilo presurizado con





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

nitrógeno y controlado con nitrógeno para ser transportado hasta en este caso Xanab. ¿Sí? La siguiente por favor.

Básicamente para nosotros la prueba es técnicamente viable de lo que nos presenta el operador tanto en calidad, incertidumbre, tipo de medidores que va a utilizar y el proceso que va a seguir. Lo que se le está recomendando al operador es que cuando vayan a hacer las pruebas nos dé especificaciones de la selección del barco y el proceso ya al final con el que lo va a realizar. Básicamente es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Directora.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno, nada más para concluir entonces con esta presentación. El Plan de Evaluación se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades que se están proponiendo en él permitirán una adecuada evaluación de este campo. Lo anterior, en términos de lo establecido en el artículo 39, fracciones 1, 4, 6 y 7 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como el artículo 17, anexo 1, apartado 6 y anexo 7, apartado 4, inciso a, de los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones. Por lo anteriormente expuesto, entonces se propone a este Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación del Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción asociado al campo Koban referente a la asignación AE-0019-M-Okom-02.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, ¿algún comentario?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Quisiera que fuéramos a la página de generalidades, no sé si es la siete. Es la seis. Ahí mero. Al sur de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

esta área de evaluación hay un campo que creo que se llama Cráter. ¿Ese campo está en producción?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ese campo sí está en producción y es un campo que esta produciendo al mismo nivel al Jurásico. Sin embargo, por la información que revisamos pues vemos que no hay una conexión entre los dos campos digamos, suponiendo, llamando campo a Koban. Pero sí está.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿sí están separados estructuralmente? Lo que pasa es que a veces la lámina o el dibujito engaña, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sí hay una separación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Hay una separación. Hay una falla que hace un brinco estructural, pero además hay que recordar que la parte del campo Koban en buena medida está siguiendo las facies oolíticas del Jurásico. Entonces eso hace que también haya una componente estratigráfica que haga que no hay continuidad hacia la parte sur de Cráter.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, bueno, simplemente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Director. Colegas, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.48.001/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Koban-1 de la Asignación AE-0019-M-Okom-02.

### **ACUERDO CNH.E.48.001/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 7 fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 11 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción referente al descubrimiento asociado al pozo exploratorio Koban-1 de la Asignación AE-0019-M-Okom-02.

#### **II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 5 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A5/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la maestra Ana Bertha González Moreno, Directora General de Medición.

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





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

“DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, muy buenas tardes Comisionados, muy buenas tardes directores y personal que nos acompaña. Vamos a ver la modificación al punto de medición del área contractual número 5 Carretas en la cual el área contractual nos solicitó modificar su punto de medición provisional. Se dio la prevención de esa información que nos presentaron. Nos atendieron el 22 de junio. Nos solicitamos el 29 de junio información adicional y durante este tiempo, durante todavía aclaraciones, se hizo elaboración del dictamen técnico que es el que pongo a su consideración. Adelante.

El 21 de marzo mediante la resolución CNH.E.009.002/17 el Órgano de Gobierno aprobó el Plan de Desarrollo de Extracción para el área contractual del Plan de Desarrollo y a través también de esta se estableció que resultaba técnica y jurídicamente viable para el contratista. Hay que recordar que esta corresponde a los contratistas de la Ronda 1, licitación 3. ¿Sí? El 16 de mayo el contratista mediante oficio de este SCM180112/A5/2018 solicitó la modificación al punto de medición provisional. Adelante.

Esto es importante porque vemos que el área Carretas que se encuentra ahorita en un área de 89.4 inició su fase en 1966. Tiene actualmente 30 pozos operando. Es una producción de gas y condensado básicamente con 1.58. Se estima alrededor el contratista tener 7 barriles por día aproximadamente. Los grados API que manejamos del condensado son de 55.2. Adelante.

Conforme a lo establecido en los lineamientos (el artículo 42), para dar continuidad a las actividades operativas en su momento nosotros revisamos todo lo que es el punto de medición provisional que es la identificación, ubicación, el responsable y el mecanismo, sistema, procedimiento, determinación o asignación de volumen, calidad y precio de cada tipo de hidrocarburo. Entonces conforme a los lineamientos nosotros revisamos lo que es el punto de medición provisional que pone a consideración a la CNH. Adelante.

Básicamente lo que el operador nos solicita dentro de toda esa información es ser los responsables de la medición del punto de medición TV-01 que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

tenemos en Carretas 2 y lo que tenemos en Carretas Auxiliar. En este caso tenemos a Carretas 1 con los campos que confluyen a una batería y en esa batería vamos al tanque del líquido y el gas se va hacia la Estación de Compresión Mojarreñas 1A. En el caso de Carretas 2 viene los campos de Carretas precisamente a otro separador, mides el gas y se va al TV-01. Tanto el crudo que mide de Carretas 1 se manda a Carretas 2 y este a su vez en Carretas Auxiliar de la misma manera manejamos el separador, mides el gas y el condensado en lo que será el TV-01.

Esto básicamente los puntos de medición son los que se autorizaron en su momento como puntos de medición provisional. Eso fue en el acuerdo de medición y darle continuidad. Ahorita estos puntos de medición los solicita el contratista ser responsables ellos. ¿Esto qué implica? Implica que al ser responsable oficial ellos son responsables de cumplir con los lineamientos que es del 42, ser los responsables en este punto de medición – ¿sí? – y en este caso no depender del acuerdo de medición que teníamos con Pemex Exploración y Producción. Entonces para esto se nos presentó todos los procedimientos tanto balance, metodología de condensados, calibración del tanque medición, acondicionamiento de los tanques, la capacitación del personal y todo, cumpliendo perfectamente con estos dos requerimientos. Entonces como punto de medición eso quiere decir tampoco se solicitó para Hacienda, porque ese punto ya estaba autorizado, porque es un punto de medición provisional pero donde el acuerdo de medición era PEP. En este caso ahorita serían ellos. Adelante. De acuerdo a lo que manejamos en el artículo...

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, la lámina anterior por favor. Nada más ahí un poco para que quede más claro. Los puntos de medición provisional de esta área contractual son los mismos. Lo que se está solicitando es que en lugar de que lo siga midiendo Petróleos Mexicanos con el acuerdo que tenían para ello, ahora lo va a hacer el contratista. Y el contratista ser, obviamente, total responsable de calibrar, de verificar que los sistemas estén acuerdo y que tenga la gente suficiente y bien entrenada para hacer esa actividad de medición. Eso es lo único digamos que está cambiando porque ahí veo transporte en ruedas.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Cambia mucho la filosofía porque el punto de medición de referencia que se tiene para Pemex en la operación se tiene hasta km 19. Si en este caso ellos son los contratistas, ellos son los responsables, ellos pueden contratar con un tercero y vender las pipas del condensado. Y de acuerdo con las características con posicionales del condensado que se va a vender, cumple perfectamente con el artículo 28 en calidad. Entonces cumple en condiciones tanto en calidad, o sea en azufre, contenido de sal, muy por debajo de lo que tenemos nosotros con el artículo 28. Eso quiere decir que tanto el condensado está en condiciones de venta en cualquiera de sus compradores que tenga, exacto. Y en este caso él puede ofertar a un tercero que no sea con infraestructura de PEP.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Hoy cómo se lleva ese condensado? ¿A través de un ducto o a través de este esquema de pipas que tienen ahí dibujado en la pantalla?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Se maneja por pipa, por la infraestructura que no se cuenta por ducto. Pero todo esa se transportaba, como era PEP el responsable, hasta km 19.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ahora el contratista va a decidir a dónde lo quiere comercializar.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Exacto, exacto, con un comprador tercero.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado abogado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sólo precisar que todo este esquema que expone la maestra González es respecto de los condensados del área contractual, ¿no? Todo lo que tiene que ver con gas sigue siendo aplicable el acuerdo que tiene suscrito el contratista con PEP. Esto solamente aplica a condensados. Creo que vale la pena nada mas tenerlo muy claro.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, adelante. Entonces como haciendo un resumen de lo que tendríamos en el artículo 42, prácticamente la identificación del punto de medición provisional en este caso para gas de la salida de la Estación de Recolección de Gas y obviamente para Carretas Auxiliar tendríamos la Estación de Recolección de Gas en TV-01. ¿No? La ubicación se quedan con las mismas coordenadas. El responsable oficial nos da los documentos y la experiencia tanto del manejo como de la capacitación de los sistemas incluyendo hasta pone lo que es el gerenciamiento de la medición que es la ley 10012. Procedimiento para la determinación volumétrica también nos lo soporta y el procedimiento para determinación de calidad y la ubicación de los puntos de medición ratificados. Entonces básicamente eso es.

Esto es, derivado del análisis se emite el dictamen técnico favorable con respecto a la solicitud de modificación al punto de medición correspondiente al área contractual de campo Carretas, presentado por el contratista Strata CPB. Lo anterior, a fin de llevar a cabo la medición de condensados – ¿sí? – del área contractual, así como reconocer al contratista como responsable oficial de la medición. Básicamente eso es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Directora General. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.48.002/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 5 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A5/2015, en





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

términos de los Lineamientos Técnicos en materia de  
Medición de Hidrocarburos.

### **ACUERDO CNH.E.48.002/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 43, fracción I, inciso h. de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 5 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A5/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

### **II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 18 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A18/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la maestra Ana Bertha González Moreno, Directora General de Medición.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Directora.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Muy buenas tardes Comisionados. Pongo a su consideración el punto de medición provisional para líquidos del área contractual número 18 correspondiente a Peña Blanca, el cual de la misma manera nos solicitó el 16 de mayo el ingreso del punto de medición provisional. La prevención fue el 6 de junio. El 22 de junio se hizo la prevención, la atención de la prevención. El 29 solicitamos información adicional y durante este tiempo se hicieron aclaraciones de esa información y la revisión y el dictamen técnico. Adelante.

El 21 de marzo igual en la resolución CNH.E.09.004/17 el Órgano de Gobierno aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción del área contractual. A través de la resolución referida, se estableció que resultaba técnicamente viable para el contratista y que continuara llevando a cabo la medición de hidrocarburos considerando lo que era el punto de medición provisional de gas y condensado establecido en la resolución CNH.E.33.012/2016. El 16 de mayo el contratista mediante escrito SCM180113/A18/2018 solicitó la modificación del punto de medición provisional del área 18 de Peña Blanca, correspondiente a lo establecido cumpliendo lo que era el 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición. Adelante.

Está ubicado en este caso el bloque de Peña Blanca en la parte norte, es un área de 26. La fecha de inicio fue en 1970. Se tiene 37 pozos operando y la producción se maneja de 11 millones de pies cúbicos aproximadamente y los condensados serían de 12.2 barriles por día. Los grados API del condensado estamos hablando de 50.6. Adelante.

Conforme a los lineamientos establecido en el artículo 42 para la propuesta del punto de medición, debería contener la identificación, la ubicación del punto de medición, el responsable y el mecanismo, sistema o procedimiento, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por tipo de hidrocarburo. Que esto fue lo que también nos presentó el contratista. Adelante.

En lo que tenemos ahorita en este caso es Peña Blanca-1, tenemos la llegada de pozos de las áreas de Culebra, Lobo y Peña Blanca. Esta producción, este cabezal llega a un separador general y tenemos un separador de medición para el aforo de pozos. En este caso el gas se mide





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

por una placa de orificio y se manda a lo que sería la Planta Culebra Sur. Para el caso de los condensados, que es el que nos está solicitando la modificación, se viene la descarga y se entra a dos tanques. Estos tanques son básicamente el TV-01 y el TV-02 y el agua lo van almacenando en lo que sería el TV-03 y TV-04. En el caso de los separadores de medición que ocupan para lo que es el aforo, solamente se maneja y se incorpora la producción hacia los tanques que están en esta parte. Entonces lo que nos están solicitando es precisamente el punto de medición provisional de TV-01 y TV-02, también presentando todas las condiciones del cumplimiento de lo que establece el artículo 42, que cumple. Fue calibrado, cumple lo que es el responsable oficial, tanto la ubicación la incertidumbre que se determina. Esta producción también se va en este caso por carro tanques y va a ser entregada a un tercero. Básicamente el gas se queda bajo las mismas condiciones. Adelante.

En el caso de Carretas – perdón, de gas, en este caso de la Estación de Recolección de Gas de Peña Blanca 02 – viene a la llegada de pozos de Culebra y Peña Blanca. Entran al separador igual general, tenemos la placa de orificio con gas, se pasa a medición y entra a la planta de Culebra Sur. El tanque que nos están solicitando del punto de medición provisional sería el TV-01. En el caso para gas, para agua perdón, sería el TV-02. Ambas se van por tierra en carro tanque. De la misma manera, en este caso aquí el punto de medición provisional que se solicita es el TV-01. ¿Sí? De 250 en este caso barriles de capacidad. Adelante.

De acuerdo a lo que se ve y se analiza con el artículo 42, el TV-01 y TV-02 salida de la Estación de Recolección de Gas. Tendríamos las coordenadas que también cumplen. Responsable oficial cumple y el procedimiento para la determinación volumétrica. Procedimiento para la determinación de calidad también. En el artículo también 28 que tenemos les comento que también está muy por debajo a lo que nosotros manejamos en los lineamientos. O sea, tiene muy buena calidad sin ácido sulfhídrico, tiene mínimo. Entonces en parte es por sal y demás también muy bajo. Por decirles, tenemos alrededor de 0.42 miligramos por litro de sal, o sea, casi nada. De azufre tenemos 0.04% en masa, o sea, es muy bajo a lo que nosotros manejamos en los lineamientos. Y la ubicación de los puntos de medición provisional básicamente se ratifica en el mismo lugar que tenemos que se dieron por Hacienda, pero siendo el responsable lo que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

sería la contratista. Básicamente es lo que sería el área contractual de Peña Blanca. Adelante.

Derivado del análisis, se emite el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la solicitud de la modificación del punto provisional correspondiente al área contractual 18 campo Peña Blanca, el cual fue presentado por el contratista Strata. Lo anterior, a fin de llevar a cabo la medición de condensados del área contractual, así como reconocer al contratista como responsable oficial de la medición de los hidrocarburos. Básicamente es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados, ¿algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.48.003/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 18 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A18/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

#### **ACUERDO CNH.E.48.003/18**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII y 38, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 43, fracción I, inciso h. de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 18 correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A18/2015, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

#### **II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0186-M-Campo-Kutz.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, 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:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-  
Comisionado maestro Franco, adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias Presidente, Comisionados. Bueno, lo que vamos a presentar junto con el equipo técnico de la Unidad de Extracción es una propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la asignación del campo Kutz. Este campo fue descubierto en 1979 y más de 20 años después inició su desarrollo. Nos va a dar ahorita los detalles nuestro Director General Julio Trejo, pero quiero llamar su atención en algo. El monto que se está poniendo de inversiones para este plan, el 70% de ese monto, es para actividades de abandono y ahorita nos va a mostrar el ingeniero Julio Trejo qué es lo que se espera de este plan. Vean las fechas en las que se descubrió, cuándo se empezó a producir, lleva años produciendo, se pensaba que su producción acababa el año pasado, se extiende un poco más, pero ya las actividades petroleras en su mayor parte están destinadas para abandonar ya este campo. Entonces ahorita nos va a dar los detalles Julio y yo al final haré algunos otros comentarios respecto a este plan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.  
Director General, adelante.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Muchas gracias Comisionados. Si, como ya se decía el campo se descubrió en 1979 con la perforación del pozo Kutz-1. Durante el 2001 y 2009 fue la primera etapa de explotación, lo cual se desarrolló con tres pozos. Posteriormente en el periodo de 2010 y 2012 se perforan cuatro pozos adicionales, con lo cual se alcanza el pico máximo de producción de 24,000 barriles por día en diciembre del 2010. En 2015 y 2017, en este periodo, se tiene ya solamente lo que son limpiezas de aparejo. ¿Por qué? Porque el contacto agua-aceite avanza, se empiezan a invadir los pozos, solamente se le da mantenimiento a la producción. Algo que hay que señalar es que el plan vigente de Ronda 0 se estimaba que la producción se agotaría en 2017. Ese es el perfil que ya teníamos, a la fecha el campo sigue produciendo. Entonces el pronóstico de producción que se está presentando para esta modificación abarca un periodo todavía adicional que va hasta el 2026, ¿Ok? Y es mejor que lo que esperábamos en Ronda 0, ya superó la expectativa de Ronda 0.

Dentro de la relación cronológica, se presenta la modificación del Plan de Desarrollo el 30 de abril, se emite la prevención por parte de la Comisión el 22 de mayo. Pemex atiende esta prevención el 15 de junio y se declara la suficiencia de información el 2 de julio. Asimismo, se tiene una aclaración respecto a algunos montos de costos de operación que presenta Pemex el 16 de agosto y el día de hoy estamos ante ustedes para presentar esta modificación al Plan de Desarrollo. ¿Ok?

¿Cuál es la justificación de la modificación? Ya adelanté un poco, pero es derivado del comportamiento del yacimiento y de la producción que se ha tenido respecto a lo que se documentó en Ronda 0. Asimismo, existen variaciones presupuestales en sentido positivo y el avance físico. Ok. ¿Qué más se va a hacer durante esta modificación al plan? Pues se tiene a efectuar ocho limpiezas de aparejos al pozo único que se tiene el día de hoy en producción y se tiene una inversión de 43 millones de dólares y un gasto de operación de 34 millones, lo que da un total de 77 millones de dólares para recuperar un total de 2.5 millones de barriles de aceite y 1.12 miles de millones de pies cúbicos de gas. Al día de hoy, como les comenté, solamente se tiene un pozo productor que es el Kutz-1277, que tiene una producción en líquidos de 1,920 barriles, el cual son 57% en aceite (son 1,090) y se tiene un corte de agua del 43%, alrededor de 830 barriles por





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

agua. Ahí está la condición de por qué también se tienen que hacer estas limpiezas.

En las características generales del campo Kutz, es un área mediana. Tiene 14.45 km<sup>2</sup>. Como ya se indicó, se descubrió en el 1979. El inicio de la producción fue en 2001. Está a una profundidad promedio de 3,060 metros verticales bajo el nivel del mar. Tiene una elevación del tirante de agua de entre 40 y 50 metros. Tiene sistemas artificiales de producción de bombeo neumático. Una porosidad que oscila entre el 8% y el 10% y una permeabilidad buena, si lo estamos viendo tiene entre 1,000 y 2,000 mD. Tiene una densidad o gravedad API de 22 grados, una presión inicial de 173 kilos y una presión actual de 128. En términos generales, ¿qué ha pasado con el yacimiento? Pues ha avanzado 224 metros, si nosotros podemos ver en pantalla, el contacto agua-aceite. El contacto agua-aceite original era 3,256. A la fecha es 3,032 metros. El contacto gas-aceite es 2,990, con lo cual se tiene una ventana operativa más menos de 42 metros verticales. La siguiente por favor.

Si podemos ver la evolución de las reservas desde 2015 hasta 2018, podemos ver que 2018 solamente tenemos ya reserva probada que está en el orden de 2.5 millones de barriles y en gas de 1.12 miles de millones de pies cúbicos.

Ahora bien, para la modificación del Plan de Desarrollo se presentaron tres alternativas. Si podemos dar a la siguiente por favor. ¿Cuáles eran? Pues la primera alternativa es hacer ocho limpiezas de pozo, ocho limpiezas en el aparejo que estaban ahí mostradas en pantalla, con lo cual se estaría recuperando 2.5 millones de barriles, 1.12 miles de millones de pies cúbicos con un gasto de operación de 34 millones de dólares y una inversión de 43 millones. La alternativa 2 que teníamos era el pozo que teníamos produciendo más dos reparaciones mayores, que era un cambio de intervalo en dos pozos. La alternativa 3 era una sola reparación mayor con el pozo que ya está operando.

Al final, si vemos las producciones promedio o la acumulada que tenemos que estoy mostrando en pantalla, están de 2.5 a 2.43. Cuando nosotros esto lo vemos en términos de valor presente neto, ¿qué estaríamos viendo? Que la alternativa 1 acumula 60.9 millones de dólares, la alternativa 2 58, la alternativa 3 56 millones de dólares. Sin embargo,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

cuando tenemos el valor presente neto después de impuestos, la alternativa 2 y la alternativa 3 presenta resultados negativos. ¿Esto por qué se da? Pues obviamente por las inversiones asociadas que se requieren para la actividad de las reparaciones mayores. Por eso ahorita se pretende solamente la continuidad operativa a través de la limpieza del pozo por las incrustaciones que presenta. La que sigue por favor.

¿Cómo vemos el comparativo de la actividad de la inversión? Pues bueno, 2015 teníamos en Ronda 0 dos reparaciones menores, se ejecutó una y en 2017 como habíamos visto es cuando se suponía el campo iba a dejar de producir. A la fecha sigue produciendo y hoy en día el plan modificado propone ocho reparaciones menores. Aquí mismo algo importante que ya se mencionó es que el plan modificado ya prevé el abandono del campo y lo vamos a ver más adelante es alrededor del 75%. En Ronda 0 no se preveía este abandono. ¿Ok? Y al final pues ya les comenté de las inversiones, las vamos a ver más adelante. La que sigue por favor.

Podemos ver aquí cuál sería el comportamiento entre las tres alternativas. En la línea morada que estoy siguiendo es la alternativa 1. ¿Qué quiere decir? Es dejar fluir el pozo a la condición que tiene bajo las limpiezas que necesita el aparejo. Lo que sería la alternativa 2 estaríamos viendo las dos reparaciones mayores en cambio de intervalo más el pozo base y la 3 sería una reparación mayor más el pozo base. Las tres están acumulando del orden del 2.43 millones a 2.5. La seleccionada es la línea morada que acumula 2.5 millones de barriles. La que sigue por favor.

¿Cómo se ve esto cuando estamos comparando contra Ronda 0? Pues la línea amarilla sería el comportamiento que se estaría presentando según lo que se previó en Ronda 0. Realmente esto es lo que surtió efecto en la realidad y al día de hoy tenemos esta proyección. Esta proyección con lo cual en el intervalo de tiempo 2015 – perdón, 2018-2026 – estaríamos acumulando 2.5 millones de barriles, lo cual es asociado con el 1.48 millones en el intervalo 2015-2017 6.9 meses mayor que lo que se tenía previsto en Ronda 0. La que sigue por favor.

Igual en el comportamiento de gas. Estamos viendo en pantalla cuál sería el comportamiento del gas, lo que pasó en la realidad y la proyección. Es decir, que se estaría acumulando durante el periodo 2018-2026 1.12 miles de millones de pies cúbicos en volumen. La que sigue por favor.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

¿Cómo comparamos o cómo analizamos el comportamiento que teníamos respecto a la reserva? Si recuerdan, cuando teníamos nosotros el volumen por reserva era de 2.5 millones de barriles. Al día de hoy, a través de una metodología que es el inverso del gasto que nos permite hacer a través de balance de materia la estimación de cuál es el volumen remanente del campo, tenemos del orden de 2.2 millones. Esta sería nuestra EUR o el volumen remanente, el que podríamos captar. Es decir, que en los cálculos estamos semejantes a los que presenta Pemex y tendríamos factores de recuperación cercanos al 18%.

Ahora bien, ¿cuál es la actividad física que se va a seguir durante esta modificación? Pues como estamos diciéndoles y ya les anticipaba, vamos a tener limpiezas del aparejo. ¿La limpieza del aparejo por qué? Por la incrustación que se da en la misma por la compatibilidad o incompatibilidad que se tiene del agua de formación que presenta precipitados de sales. ¿Por qué tenemos en este 2019 tres? Porque ahí se está limpiando todo el sistema, tanto el aparejo, también los puntos de BN y también la línea de descarga. Es por eso que ahí tenemos tres. Tendríamos al final también en 2027 lo que son siete taponamientos de pozos, que son la totalidad de los pozos que existen en el campo, la inertización de dos ductos en el 2027 y 2028 y asimismo tendríamos el desmantelamiento en 2028 y recuperación de la estructura marina que se tiene en el campo al día de hoy.

Respecto al aprovechamiento de gas, ellos prevén el cumplimiento del 98% para el 2019 y podemos ver en pantalla que la capacidad que tienen de manejo en línea punteada negra respecto al perfil que tendríamos de producción de gas. Como vemos, estamos sobrados en la capacidad instalada. Tenemos capacidad para comprimir ese gas y poderlo aprovechar.

Ahora bien, respecto a los mecanismos de medición, vamos a verlo. Aquí está donde está Kutz-TA. Kutz-TA deriva su producción en mezcla hacia Akal-TJ. En Akal-TJ se deriva la producción también Akal-L1. De aquí se tienen, como marca el número 2 y el número 3 los tipos de medición referencial y en transferencia. ¿Por qué? Porque aquí estamos derivando ya gas hacia Akal-J y tenemos la derivación hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas ya de lo que tenemos del aceite. En la Terminal Marítima Dos





Bocas, ¿qué vamos a tener? A la entrada, como dice el punto 7, tenemos un medidor tipo turbina que es medición fiscal y de ahí se deriva hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas. En el punto 11, como lo estamos viendo y se ve en pantalla, tenemos el tipo de medición de transferencia y se da a través de un medidor de tipo turbina de aceite.

Ahora, por lo que respecta al gas, podemos ver que se deriva de lo que es Akal-L1 hacia Akal-J, donde en Akal-J, Akal-C y Nohoch-A, ¿Tenemos qué? Tenemos medidores que data el 4, 5 y 6 que son mediciones de transferencia y son del tipo placa de orificio, los cuales derivan hacia Atasta y de ahí se va a mandar al Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex y se mide en el punto 8, el cual es una medición fiscal y también se da a través de medición de placa de orificio y los condensados se mete al Centro de Procesamiento de Gas Cactus.

Lo que ya les anticipaba sobre el programa de inversiones, ¿cómo se va a ver? Ya nosotros habíamos visto que la inversión solamente en el periodo 2018-2028 es de 43.84 millones. Es el 100% que tenemos a la inversión. Pero este 100%, el 74% está al desmantelamiento de las instalaciones. También en el gasto operativo tenemos 34 millones. En total, nos da 78.45 millones. Lo que podemos ver en la gráfica de pie es que el 74% del total se va al término de abandono, el 26% a producción. La que sigue por favor.

En el análisis integral del cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, pues vemos que se prevé el acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero. ¿A través de qué? De la implementación de las limpiezas de los aparejos que se pueda aplicar en otros campos con condiciones similares. Elevar el factor de recuperación y la obtención máxima del petróleo, crudo y de gas natural a largo plazo, pues vemos que de entrada ya cumple con creces lo que se pronosticó en Ronda 0. La reposición de las reservas de hidrocarburos como garantes de seguridad energética, pues bueno, la modificación del plan prevé el desarrollo total de las reservas probadas a través de una estrategia de mantenimiento de la producción. La que sigue por favor.

Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país. Y bueno, aquí lo vimos en el largo de la exposición, son a través de ocho limpiezas de los aparejos que están





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

encaminados al mantenimiento de la producción. ¿Para qué? Para incrementar el factor de recuperación final. La tecnología y plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación lo podemos ver. ¿Mediante qué? La utilización del sistema bombeo neumático que ya se venía utilizando, la simulación de flujo multifásico con software especializado y se va a prevenir la incrustación de los sólidos a través de limpiezas de pozo. ¿Para qué? Para dar esta continuidad operativa. El programa de aprovechamiento de gas natural, como ya vimos, se prevé el cumplimiento del 98% en el año 2019 y su mantenimiento. Asimismo, los mecanismos de medición y de la producción de hidrocarburos se consideran técnicamente viables.

Ahora bien, ¿cuáles son las recomendaciones para este campo que digamos está en una etapa madura y que va hacia el abandono? Pues son dos. Una es analizar la factibilidad técnica de la implementación de un proceso de recuperación mejorada. Y el segundo importante es buscar alternativas que puedan, ¿qué? Hacer más eficientes el costo de abandono. Porque vemos aquí que el grueso de la parte de la inversión está asociada al abandono. Dicho lo anterior, pues estaríamos presentando un dictamen en sentido técnico favorable a la modificación del Plan de Desarrollo del campo Kutz, quedando a sus comentarios Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Colegas Comisionados, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, Presidente. Bueno, pues como ya lo comentó nuestro Director General, este proyecto de esta asignación Kutz tiene un costo de 74% de las inversiones o las inversiones son 74% para actividades de abandono. Nosotros ponemos la recomendación ahí de que hay una gran oportunidad de ver las técnicas de abandono de campos que pues se pueden implementar dado que aquí hay que taponar pozos. Y de acuerdo a la normatividad API para el taponamiento de pozos que es una mejor práctica y que también tenemos en nuestros lineamientos con la ASEA de la manera de cómo abandonar los pozos, pues son técnicas que han sido probadas y que se señala que pues es mejor práctica. Pero los costos para estar poniendo tapones, tienes que llevar un equipo de perforación, la renta de ese equipo de perforación pues hace que estos costos sean muy altos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

Habría que empezar a revisar o el reto es dado que ya va a haber yacimientos que de manera natural tienen que llegar al abandono o hasta cuando están en una etapa de producción activa puede ser que un pozo requiera ser abandonado, tenemos que empezar a ver ya esas técnicas o tratar de ir a voltear a ver esas maneras en las que se hacen los abandonos de los pozos. Pero también aquí hay una estructura, un tetrápodo, y si uno va al área marina pues nos damos cuenta que ya la infraestructura que lleva ahí varios años instalada en las patas o en los elementos estructurales que están abajo del espejo del mar pues ya hay mucha fauna, ya hay arrecifes digamos artificiales que se fueron creando y que también tenemos que empezar a decidir qué se va a hacer en ese sentido.

Aquí el abandono pareciera que en viene nueve años, pero si ese pozo por alguna manera natural el pronóstico hace que se reduzca su vida útil, pues habría que empezar a abandonar. Entonces ahí hay que empezar a analizar qué es lo que se va a hacer con esas estructuras. Pemex ha realizado retiro de estructuras que luego son reutilizadas en otro proyecto. También son cosas que se tienen que venir analizando. En este plan no quisimos empezar a ver alternativas de abandono, nuevas técnicas, este tema de recuperar la estructura y poderla llevar a otro proyecto como si la vendieras y poderlo utilizar en otro, que optimices. O sea, no nos quisimos complicar ahorita para la aprobación de este plan dado que hay oportunidad para analizar todas las tecnologías para el abandono de pozos y de instalaciones.

Y cuando digo analizar esas tecnologías, no es necesariamente sustituir las que hay, sino hay que ver de qué manera las podemos hacer más eficientes y para ello pues yo creo que sí se va a requerir después sentarse a discutir con la ASEA, los propios operadores. Porque ahorita es el caso de Kutz, pero seguramente hay muchos casos en el país por toda la cantidad de pozos que se han perforado y que algunos pues ya están llegando a su vida útil productiva.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado maestro Franco. Doctora Comisionada Alma América.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Yo solamente quisiera que nos fuéramos a la lámina 10 para entender las alternativas en cuestión de la producción. Por aquí nos decían que la alternativa 1 es la que tiene

8





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ocho limpiezas y se va... El asunto de las alternativas 2 y 3 es donde aparentemente hay reparaciones mayores y seis limpiezas. Mi duda es en el asunto de en dónde termina la alternativa 2 y 3, porque parecería que en 2019 o 2021 ahí terminan, ¿no? ¿Y no duran hasta los otros años por qué?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Porque ya va por el total de la reserva remanente que se tiene. Si vimos cuando hacíamos el análisis del inverso del gasto, era balance de materia, nos daba 2.2 millones de barriles. Lo que tiene certificado es 2.5. Con la alternativa 2 y alternativa 3 se terminarían esa reserva. ¿Por qué? Por la ventana que ya tan chiquita que tienen y por el avance tan avanzado que ya tenemos ahorita en el agua. Recordemos que son alrededor de 60 metros lo que ya queda de ventana de aceite. Por eso ya no se les dio más tiempo. Y ahora, cuando se descartaron estas alternativas fue porque necesitaban una inversión mayor, la que necesitaban utilizar equipo para pues hacer las reparaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto, ok. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctora. Colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.48.004/18**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0186-M-Campo-Kutz.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

### ACUERDO CNH.E.48.004/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0186-M-Campo-Kutz.

#### II.5 Opinión Técnica sobre la modificación de 4 Asignaciones Tipo AR.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Buenas tardes a todos. Quisiéramos platicarles sobre esta modificación del anexo 1 de cuatro asignaciones. En realidad, es una opinión técnica que nos está solicitando la Secretaría de Energía y me gustaría platicarles un poco de antecedentes sobre esta opinión que nos está pidiendo la Secretaría.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

En el marco de Ronda 0 dada a conocer el 13 de agosto del 2014, la Secretaría de Energía emitió los títulos de asignación de 95 asignaciones que les llamó de tipo AR, mismas que le asignó a Petróleos Mexicanos con la obligación de resguardar en tanto que el Estado no asignara dichas áreas en una licitación. Actualmente existen de esas 95 ya solamente existen 45 asignaciones de este tipo, ya que el resto han sido adjudicadas o fusionadas. El objetivo de estas asignaciones es mantener la integridad tanto de las instalaciones como del medio ambiente, así como continuar con la extracción sustentable, eficiente y competitiva de los hidrocarburos que ahí se encuentran y a fin de asegurar su adecuado aprovechamiento y coadyuvar a mantener la plataforma de producción nacional.

En la configuración de dichas asignaciones, algunos pozos productores no fueron incluidos en ningún tipo de la asignación ni de área contractual, por lo cual la Secretaría en este caso nos solicita la opinión sobre la modificación de los polígonos de cuatro asignaciones de resguardo para que estas puedan cubrir algunos pozos productores que quedaron fuera de estas asignaciones. Eso es lo que les vamos a presentar. Yo le pediría al ingeniero Trejo, Director General de Dictámenes de Extracción, que nos pueda comentar el proyecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Gracias Comisionados. Bien. Si podemos ver la cronología de cómo se dieron los sucesos, el 21 de mayo – en la primer diapositiva – se solicitó la opinión, como ya lo comentó la Comisionada, respecto a la modificación del anexo 1 de cuatro asignaciones tipo AR. El 8 de junio emitimos una solicitud de aclaraciones a la Secretaría para proceder con el análisis, la cual se solventó el 13 de julio y el día de hoy presentamos a ustedes la opinión técnica. ¿OK?

Cabe señalar que la presente modificación de los polígonos de las asignaciones AR toma exclusivamente la ubicación superficial y objetivo de los pozos operando actualmente. Esto hay que tenerlo muy presente por cómo vamos a ver la configuración en seguida y que no se encuentran bajo el amparo de ninguna asignación o contrato a solicitud expresa de la Secretaría. ¿Ok?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



SAFETY

OAK

Ya entrando en el detalle vamos a ver en pantalla la primera modificación que compete al área AR, a la asignación AR-0005-Campo Agua Nacida. El campo Agua Nacida abarca una superficie de 72.33 km<sup>2</sup>. Lleva a cabo actividades de extracción, es de tipo terrestre, está en el Estado de Veracruz, tiene una fecha del título de asignación o se emitió el 29 de agosto del 2014 y una vigencia hasta que el Estado asigne el área en una licitación. ¿Ok? No tiene restricción para la extracción en ninguna profundidad. Y podemos ver en pantalla que este es la asignación como se tiene actualmente. Si vamos a la que sigue por favor.

Con base a la propuesta de SENER, ¿estaríamos esperando qué? La inclusión de un pozo, que es el pozo Paso Real-101D, y el cual a la fecha tiene producción, una producción de 19 barriles día. Entonces estaríamos pasando de esta configuración a esta con inclusión de este pozo y obviamente esto está siendo a través de un mallado, el cual se está homogenizando de 30 por 30 segundos, que es lo que usualmente se utiliza para el mallado de las asignaciones. Y esta sería la primera propuesta para lo que es Agua Nacida. Si vamos a la que sigue por favor.

Estaríamos hablando de la asignación AR-0106-Campo Coyotes, la cual abarca una superficie de 69.03 km<sup>2</sup>. Igual tiene actividad de extracción. Es terrestre, está igual en el Estado de Veracruz, se emitió el 29 de agosto el título en 2014. También tiene una vigencia hasta que el Estado asigne esta área a licitación y no tiene restricción en la columna para la extracción. Vemos en pantalla cómo es la configuración original de la asignación. Y en la que sigue por favor.

Estaríamos viendo cómo pasaríamos de este polígono a esta propuesta de SENER. ¿Qué estaríamos viendo? Aquí la inclusión de 45 pozos que son productores y tendríamos una ampliación de 23.22 km. ¿Ok? Entonces esta sería la reconfiguración propuesta. La que sigue por favor.

En el caso de la asignación AE-0507-Campo Explorador, abarca una superficie de 13.06 km<sup>2</sup>. Se ejecutan también actividades de extracción del tipo terrestre. Tiene entidad de Tamaulipas. Tiene una asignación también del 29 de agosto del 2014, una vigencia de la misma forma hasta que el Estado asigne esta área a una licitación y podrán realizarse todas las extracciones en todas las formaciones. No tiene restricciones en columna. Y podemos ver en color azul cuál es la configuración actual que guarda la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

asignación. Si vamos a la que sigue por favor, podríamos ver que se está incluyendo este recuadro vertical donde, ¿qué estaríamos incluyendo? 1.54 km. ¿Con qué finalidad? De incluir los cabezales y el objetivo de los pozos Explorador-115 y Explorador-127, los cuales a la fecha tiene 1.17 millones de pies cúbicos diarios para el Explorador-115 y 0.12 millones de pies cúbicos diarios por lo que hace al Explorador-127. La que sigue por favor.

Ok, para la asignación AR-0513-Campo Paleoarcos, tiene una superficie de 1,538 km<sup>2</sup>. Igual es de actividad de extracción, es terrestre. Este está en el Estado de Tamaulipas. Igual se asignó el 29 de agosto de 2014, Tiene una vigencia hasta que se asigne en una licitación por el Estado y no tiene restricción en la columna para las actividades de extracción. En pantalla podemos ver la configuración original del campo Paleoarcos. Por favor la que sigue.

¿Y esta sería la propuesta de configuración nueva para incluir qué? Incluir tres pozos, que es el Paleoarcos-7, Paleoarcos-9 y Paleoarcos-10, los cuales tienen una producción para el Paleoarcos-9 de 0.10 millones de pies cúbicos diarios. Paleoarcos, perdón 9 el anterior, 10, 0.29 y el 7, 0.13 millones de pies cúbicos. Esta sería la nueva configuración. Tenía una ampliación de 1.54 km<sup>2</sup>.

En resumen, podríamos ver que para la asignación AR-0005-Campo Agua Nacida tenemos un incremento de 0.77 km<sup>2</sup> con el objeto de incluir el pozo Paso Real-101D. En el caso de la AR-0106-Campo Coyotes, se tiene una ampliación de 23.22 km<sup>2</sup>. ¿Con el objeto de qué? De incluir 45 pozos productores. Sin embargo, por lo que hace a los pozos Horcones-324 y Horcones-8127 no son precedentes incluidos en esta opinión. ¿Por qué? Porque están al amparo de otra asignación, es un área exploratoria. En el caso de la AR-0507-Campo Explorador, se propone ampliar 1.54 km<sup>2</sup> para incluir los cabezales y el objetivo de dos pozos, que es el Explorador-115 y el Explorador-127. Y en el caso de la asignación AR-0513-Campo Paleoarcos, estaríamos incluyendo o ampliar 1.54 km<sup>2</sup> para incluir tres pozos. Como ya se lo expuse anteriormente, Paleoarcos-7, Paleoarcos-9 y Paleoarcos-10.

Dicho lo anterior, se emite opinión, bueno, estamos previendo una opinión en el dictamen técnico en sentido favorable. Sin embargo, tendríamos que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



OAK-TREE SAFETY

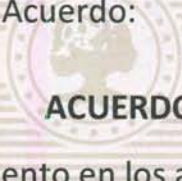
OAK

precisar lo siguiente: que en su momento de ser procedente la modificación del anexo 1, ¿se tendría qué? La modificación o presentar la modificación al título de asignación de las cuatro AR en comento y asimismo y algo muy importante que en caso de que las asignaciones AR en comento se tendrán que modificar si estas van a ser sujetas a un proceso de licitación y tendrán que corresponder a la estructura del yacimiento. Porque si recordamos ahorita solamente es a la configuración que tienen en superficie la infraestructura, los cabezales de pozos y su objetivo y asimismo se tendrá que evitar el traslape con otras asignaciones. Hasta aquí sería la exposición del tema Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director General. Comisionada ponente. Colegas, ¿algún comentario? Secretaria Ejecutiva, por favor."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente Acuerdo:

OAK-TREE



OAK-TREE SAFETY

OAK

### ACUERDO CNH.E.48.005/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis técnico presentado, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía sobre la modificación de las siguientes Asignaciones:

- AR-0005- Campo Agua Nacida
- AR-0106- Campo Coyotes
- AR-0507- Campo Explorador
- AR-0513- Campo Paleoarcos

OAK-TREE



OAK-TREE SAFETY

OAK




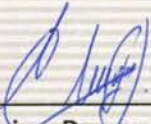
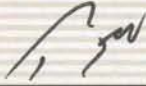
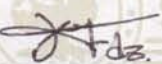
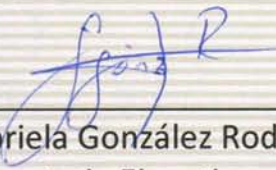


Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

FETY OAK-TREE SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:22 horas del día 23 de agosto de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la Cuadragésima Octava Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

  
\_\_\_\_\_  
Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente  
\_\_\_\_\_  
Alma América Porres Luna  
Comisionada  
\_\_\_\_\_  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado  
\_\_\_\_\_  
Gaspar Franco Hernández  
Comisionado  
\_\_\_\_\_  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva