



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

## DÉCIMA NOVENA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:22 horas del día 7 de mayo del año 2020, se celebró la Décima Novena Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0242/2020, de fecha 6 de mayo de 2020, 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.

La asistencia de los Comisionados fue a través de medios de comunicación remota, con el fin de atender las medidas derivadas de la emergencia sanitaria generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19).

El Comisionado Presidente manifestó que la sesión se celebraba tomando en consideración que se encuentra habilitado el día 7 de mayo para llevar a cabo la Sesión, de conformidad con el artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y el numeral Quinto del Acuerdo por el que se declara la suspensión de plazos y términos en los actos y procedimientos sustanciados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos del lunes 23 de marzo al domingo 19 de abril de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de marzo de 2020; así como el numeral Segundo del Acuerdo por el que se amplió el periodo de suspensión antes mencionado, para quedar hasta el jueves 30 de abril de 2020, publicado en el Diario Oficial de la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Federación el 17 de Abril de 2020; y el numeral Segundo del Acuerdo por el que se modifica nuevamente el periodo para quedar hasta el domingo 31 de mayo de 2020, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 6 de mayo de 2020.

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

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado 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 la solicitud de Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V. para gravar la totalidad de su interés de participación en el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para gravar su interés de participación del contrato CNH-R01-L02-A4/2015.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico para determinar la posible existencia de un yacimiento compartido relacionado con el Campo Zama.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

## II.- Asuntos para autorización

**II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V. para gravar la totalidad de su interés de participación en el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.**

**II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. para gravar su interés de participación del contrato CNH-R01-L02-A4/2015.**

Respecto de los puntos II.1 al II.2 del Orden del Día, el Secretario explicó que por tratarse del mismo tema y el mismo contrato su presentación se realizaría de forma conjunta y al término, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada punto.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodriguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al licenciado Daniel Pedraza Vargas, Director General Jurídico de Asignaciones y Contratos.

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

“LICENCIADO DANIEL PEDRAZA VARGAS, DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Buenos días a todos, con la venia de los Comisionados el día de hoy presentamos



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

los gravámenes sobre el interés de participación que como bien señaló el Secretario Ejecutivo corresponden a un mismo contrato, derivado de ello se desahogan en una sola presentación. El contrato, los datos generales, es un tipo de contrato de extracción, la modalidad que tenemos en el mismo es de producción compartida, la fecha efectiva del contrato es el 17 de enero de 2016 y el contratista en este caso son dos: Fieldwood Energy E&P México S. de R.L. de C.V. y Petrobal Upstream Delta 1 S.A. de C.V., la vigencia del contrato es de 25 años y el área contractual es el área cuatro. Los campos son Ichalkil y Pokoch. Y el plan vigente se encuentra ahorita en Plan de Desarrollo aprobado el 29 de enero del año 2019 y en la producción ellos inician en octubre de este año. En cuanto a los intereses de participación del contrato actualmente los porcentajes se encuentran distribuidos de la siguiente manera: para Fieldwood tenemos el 50% y Petrobal tiene el 50%, en cuanto a las solicitudes, tenemos que el 23 de enero del 2020 mediante resolución CNH.02.001/2020 esta Comisión aprobó a Petrobal la constitución de una prenda sin transmisión de posesión sobre su interés de participación a favor de Mizuho Bank LTD e ING Bank NV el 31 de marzo de 2020, por su parte, Petrobal solicitó el consentimiento de CNH para incluir en el gravamen aprobado en la resolución de datos antes precisados a la Institución Financiera Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C. como acreedor prendario, lo anterior en virtud de que Bancomext podría incluirse como acreditante del contrato de crédito mediante el cual Petrobal pretende obtener financiamiento para la realización de actividades petroleras, por lo tanto Petrobal pretende constituir el gravamen a favor de Mizuho Bank LTD e ING Bank NV y Banco Nacional de Comercio Exterior, Bancomext S.N.C.

El 23 de marzo de 2020 por su parte, el otro contratista, Fieldwood, solicitó el consentimiento de CNH para constituir un gravamen sobre su interés de participación a favor de Credit Agricole Corporate and Investment Bank y Natixis New York Branch. En cuanto al marco normativo tenemos que la Ley de Hidrocarburos prevé en su artículo 31 en su fracción de XII que corresponde a la Comisión todas las facultades que se prevean en los contratos para la exploración y extracción en las leyes aplicables, en el artículo 85 fracción II inciso K, la Comisión sancionará, establece que la Comisión sancionará cualquier gravamen total o parcial de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

los derechos u obligaciones derivados de un contrato para la exploración y extracción sin aprobación correspondiente. En cuanto a la cláusula 2.3 del marco contractual tenemos que ningún intento de dar en garantía, ceder o transferir parte de la totalidad del interés de participación tendrá validez o se considerará efectivo salvo lo dispuesto en la cláusula 23. En la cláusula 23.5 señala que ninguna empresa participante impondrá o permitirá que se imponga ningún gravamen o restricción de dominio sobre los derechos derivados de este contrato sin el consentimiento previo de la CNH. En cuanto a las consideraciones tenemos que de conformidad con la información presentada a la Comisión se acreditaron que los fondos obtenidos de los contratos de crédito celebrados con los bancos serán aplicados para la realización de las actividades petroleras en el área contractual, Fieldwood y Petrobal manifestaron que en los términos en los que se constituirán los gravámenes no afectan el acuerdo de operación que hoy está suscrito, además los potenciales acreedores prendarios son instituciones financieras legalmente constituidas conforme la normatividad aplicable.

Las aprobaciones para la constitución de los gravámenes sobre el interés de participación en este caso no implican pronunciamiento alguno respecto de la validez o idoneidad de los acuerdos por los que se constituyen los gravámenes o los contratos de crédito y tampoco conllevan la transmisión de los intereses de participación del contrato, en caso de ejecución de los gravámenes que conlleven la transmisión de la totalidad o una parte de los intereses de la participación se deberá atender a lo establecido en los lineamientos de cesión correspondiente dando aviso o solicitando la autorización respectiva. Derivado de lo anterior y en virtud de las consideraciones previamente expuestas se propone a este Órgano de Gobierno la siguiente resolución: aprobar a Petrobal la constitución de una prenda sin transmisión de la posesión sobre la totalidad de su interés de participación a favor de Mizuho Bank LDT ING Bank, N.V y, en su caso, a Banco Nacional de Comercio Exterior S.N.C.; aprobar a Fieldwood la constitución de la prenda sin transmisión de la posesión sobre la totalidad de su interés de participación a favor de Credit Agricole Corporate and Investment Bank y Natixis New York Branch; requerir que Petrobal y Fieldwood que presenten un aviso de formalización de la constitución de los gravámenes dentro de los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



siguientes 30 días a su constitución y la documentación que acredite, que acredite se constituyeron en los términos aprobados; notificar a su vez las resoluciones a Fieldwood y Petrobal e inscribir las mismas en el registro público de la Comisión.

En cuanto al texto informativo referente de los gravámenes me gustaría darle el uso de la voz a licenciado, al Maestro Ramón, perdón, sobre estos temas.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Con su permiso Comisionados, muchas gracias, Daniel, les robo un par de minutos únicamente para hacer un ejercicio que hemos hecho en otros, en otros de los gravámenes que han sido aprobados en este Órgano de Gobierno similares, simplemente la idea es mostrarles cuáles son los gravámenes que hemos constituido este tipo. Este es el quinto gravamen de interés de participación que se constituye a favor de un tercero ajeno al contrato y recordemos que este tipo de gravámenes que son en el esquema, la mayoría de ellos RBL pues tienen como objetivo dotar de financiamiento a los contratistas para la realización de actividades petroleras.

Es un esquema muy interesante que ha estado, pues digamos, floreciendo en aquí en México a partir de los últimos dos años y la verdad es que pues tiene muchos beneficios para que se puedan seguir llevando a cabo las entidades petroleras de conformidad como están previstas en los contratos. Dos de estos gravámenes han sido otorgados a empresas del grupo Perseus, Perseus Tajón y Perseus Fortuna en sus dos contratos, y se otorgaron a favor de empresas del mismo grupo corporativo que dotarían de financiamiento a los contratistas a cambio de la autorización de la prenda. Tres de los otros han sido constituidos a favor de instituciones financieras.

El Contrato Cárdenas Mora que es uno de los *farm outs* que tenemos donde Petrolera Cárdenas Mora constituyó un gravamen, una prenda sin transmisión de posesión a favor de Natixis New York Branch. En el contrato de Ébano, que es una migración. DS Servicios Petroleros y DS Petroleum constituyeron un gravamen a favor de Banco Mercantil del Norte, de Banorte, que fue una institución mexicana y en el quinto, antes de estos dos, se constituyó a favor de Petrobal Upstream a favor Mizuho



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Bank LTD e ING Bank, a dos acreedores prendarios, y los otros gravámenes que tenemos, que me parece están en la siguiente lámina, son ocho gravámenes más que se han constituido entre las empresas de los contratistas, que tienen otro fin, no el del financiamiento sino únicamente asegurar las obligaciones de los acuerdos de operación conjunta que tienen suscritos entre ellos, entonces, pues el mensaje es que seguimos avanzando con esta modalidad de constitución de gravámenes, es un esquema que cada vez se vuelve más familiar para los operadores petroleros y los contratistas en general y pues aquí en la Comisión nuestra labor es dotar de certeza a los regulados a través de este tipo de autorizaciones. Muchas gracias, sería todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Ramón ¿Sigue alguien? ¿Sigue alguien más con este tema?

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- No, Comisionado, con esto concluiríamos la exposición, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Perfecto ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, ningún comentario, Comisionado Presidente, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Moreira?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ningún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin comentarios, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Pimentel? ¿Comisionado Pimentel, me escucha? vamos a darle un momento al Comisionado Pimentel y a lo mejor, los audífonos. Yo no escucho al Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.-  
Perdónenme, colegas, ya, es que se desconectó el audífono un  
momento pero ya.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- ¿Algún comentario del tema Comisionado?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada,  
Presidente muchas gracias, nada.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Gracias, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura en la  
propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.19.001/2020**

Resolución por la que la Comisión Nacional de  
Hidrocarburos aprueba que Petrobal Upstream Delta 1,  
S.A. de C.V. grave la totalidad de su interés de  
participación en el contrato para la extracción de  
hidrocarburos bajo la modalidad de producción  
compartida CNH-R01-L02-A4/2015.

### **ACUERDO CNH.E.19.001/2020**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X  
XXIV y XXVII, 38 fracción III de la Ley de los Órganos  
Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31  
fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como  
13, fracciones X y XI del Reglamento Interno de la  
Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de  
Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la  
que se aprueba a la empresa Petrobal Upstream Delta  
1, S.A. de C.V. gravar la totalidad de su interés de  
participación en el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



### RESOLUCIÓN CNH.E.19.002/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba que Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. grave su interés de participación del contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida CNH-R01-L02-A4/2015.

### ACUERDO CNH.E.19.002/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII, 38 fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracciones X y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba a la empresa Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., gravar su interés de participación en el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

#### II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico para determinar la posible existencia de un yacimiento compartido relacionado con el Campo Zama.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Sergio Pimentel Vargas, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Erick Gallardo Ferrera de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



“COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.-  
¿Podría tomar la palabra un poquitín antes nada más para dar  
antecedentes, Presidente?”

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Ah, sí, claro, Comisionado, pensé que la palabra era ya  
a la hora de los comentarios. Adelante, Comisionado Pimentel,  
háganos la exposición.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.-  
Muchas gracias, sólo para seguir una relatoría de antecedentes.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Muy bien.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- La  
presentación que harán nuestros compañeros del área técnica  
inicia con la solicitud de SENER, de elaboración de este dictamen  
técnico pero creo que vale la pena, de manera muy rápida, dar una  
relatoría de qué tema estamos hablando, es una unificación entre  
el asignatario PEP en la asignación de AE-5-Amoca-Yaxché-03, así  
inició en Ronda Cero el 27 de agosto del 2014, esta asignación tuvo  
a lo largo de su historia tres modificaciones, el 4 de mayo y el 18 de  
diciembre en 2017, y el 11 de junio del 2019. Se transformó en la  
asignación AE-5-3M en estas tres modificaciones a Amoca-  
Yaxché-03, así estaba la asignación, así existía, hubo un cambio  
que daré más adelante, y el posible yacimiento compartido se da  
con el contrato CNH-R01-L01-A7/2015. La primera licitación de la  
Ronda Uno que tuvo lugar, recordarán, sobre 14 de las  
contractuales, se adjudicaron dos, esta es una de ellas y el  
consorcio ganador fue Sierra Oil and Gas Exploración Y  
Producción S. de R.L. de C.V., Talos Energy Offshore México 7 S. de  
R.L. de C.V. que además es el operador y continúa siendo el  
operador, y Premier Oil Exploration & Production México S.A. de  
C.V.

El Plan de Exploración de este contratista lo aprobamos el 23 de  
junio del 2016, hubo un descubrimiento que fue notificado el 11 de  
julio del 2017, el descubrimiento Zama, un descubrimiento  
importante en ese año, fue el quinto descubrimiento a nivel  
mundial, y el 5 de octubre, tres meses después, poquito menos, 5  
de octubre del 2017, Talos, el operador, nos dio el aviso de un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

posible yacimiento compartido con la Asignación a la que me referí al principio. El 15 de marzo del 2018 la Secretaría de Energía publicó los lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos y aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación, que es el lineamiento que le da marco jurídico administrativo al procedimiento que nos ocupa. Las partes PEP y Talos suscribieron un acuerdo preliminar de unificación y el 18 de septiembre del 2018, con una vigencia de dos años que eran prorrogables y el Programa de Evaluación de Talos lo aprobamos el 25 de septiembre del 2018. El 28 de agosto, cuando concluyó la Ronda Cero, SENER otorgó la Asignación AE-152-Uchukil, y es ahí en donde se encuentra ahora este posible yacimiento compartido. El 3 de diciembre del año pasado aprobamos en la CNH el Plan de Exploración de esta asignación AE-152-Uchukil. El 9 de diciembre del año pasado el contratista notificó sobre el aviso de yacimiento compartido con la asignación a la que me referí de Uchukil y finalmente el 5 de marzo de este año, la Secretaría de Energía nos solicitó el dictamen técnico relacionado a la posible existencia de un yacimiento compartido y en términos de los lineamientos de Secretaría de Energía, el dictamen técnico tiene dos propósitos; uno es darle a la Secretaría de Energía la ubicación geográfica del posible yacimiento compartido y otro es evaluar la conectividad hidráulica a lo largo de estas dos áreas, por un lado, el área de PEP, la asignación Uchukil, y por el otro lado el contrato adjudicado en el proceso competitivo Ronda Uno Licitación 1, al consorcio de Sierra, Talos y Premier, hay que, o sea el dictamen tendrá como propósito evaluar esta conectividad o no para concluir entonces que se trata, en su caso, de un yacimiento compartido y después viene una instrucción de SENER, una instrucción de unificación a las partes y las partes tendrán 120 días hábiles para presentar el acuerdo de unificación.

Concluyo diciendo que la unificación es un procedimiento ordinario en la industria, sucede en todo el mundo, en México es la primera vez que estamos llevando a cabo este desahogo, la unificación tiene por objeto un mejor aprovechamiento del yacimiento, una adecuada administración del mismo, que permita un eficiente uso de los recursos de hidrocarburos que se encuentran ahí. Y al final yo haría algún comentario, si es que es necesario y por ahora pues paso la palabra a nuestros colegas del



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

área técnica para que nos lleven por este dictamen para resolver dos cosas: la ubicación y si hay o no conectividad hidráulica en este yacimiento. Muchas gracias, colegas, y adelante con la explicación técnica.

MAESTRO ERICK GALLARDO FERRERA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muchas Gracias, Comisionado. Buenas tardes, Comisionados y todos los presentes, el día de hoy tenemos a bien presentar el dictamen técnico de un posible yacimiento compartido en el campo Zama, el mismo se desarrolla con fundamento jurídico en los artículos que se citan a continuación de la Ley de Hidrocarburos, el artículo 42 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los artículos 2, 3, 5, 22 y 39 y, como bien hacía mención el Comisionado, en los lineamientos que establecen el procedimiento para instruir la unificación de yacimientos compartidos y aprobar los términos y condiciones del acuerdo de unificación, el artículo 16 que justamente indica que se deberá de presentar la ubicación geográfica del posible yacimiento compartido y el análisis técnico que indique sobre la conectividad hidráulica del mismo, también esto se hace en fundamento del reglamento interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los artículos 13 y 36.

La relación cronológica de este proceso se encuentra condensada en esta figura, podemos ver justamente que la solicitud o el proceso inicia justamente a solicitud de la de la Secretaría de Energía, quien pide a la Comisión se elabore un dictamen del yacimiento compartido el 5 de marzo de 2020, en consecuencia la Comisión comienza el análisis de la información ingresada que está asociada al Acuerdo Preliminar de Unificación, o APU, y emite algunas aclaraciones a los interesados, en este caso Petróleos Mexicanos a quien se le notifica el 12 de marzo de 2020 y a Talos el 13 de marzo de 2020. Posteriormente los interesados dan respuesta a esta solicitud, Talos el 20 de marzo y PEP el 24 de abril, lo que nos lleva a esta presentación del trabajo que se realizó para verificar lo que indica el artículo 16. La duración total del proceso fue de 17 días hábiles, de los cuales ocho transcurrieron en el proceso de solicitud de aclaraciones de los interesados de PEMEX y Talos que fueron ocho días, quiero señalar que hubo una prórroga que se solicitó por eso es que son ocho días, debieron haber sido cinco más tres de prórroga, y nueve días por parte de la Comisión Nacional. El objeto del dictamen lo indicamos a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

continuación; en concordancia a todo lo que hemos estado comentando, el objeto del dictamen será presentar la ubicación geográfica de un posible yacimiento compartido en el campo Zama y evaluar la conectividad hidráulica a lo largo de dos áreas, en este caso el área contractual CNH-R01-L01-A7/2015 y el área de la asignación AE-0152- Uchukil, para ello se definió la conectividad hidráulica como una propiedad que indica el nivel de comunicación entre las zonas de un yacimiento, esto en conformidad a la revisión de la literatura que se realizó tomando para ello las definiciones más aceptadas con mejores prácticas de la industria, su cálculo y estimación se realizó considerando los componentes estáticos y dinámicos disponibles que fueron presentados como parte del acuerdo preliminar. El área preliminar de unificación es la que se muestra en esta lámina podemos observar que una porción del área de unificación, preliminar de unificación se encuentra sobre el área del contrato CNH-R01-L01-A7/2015 y otra porción sobre la asignación AE-0152-Uchukil, asimismo incluimos un mapa estructural donde mostramos los cuatro pozos que se encuentran perforados actualmente en el área preliminar de unificación, que es el pozo Zama-1SON, que fue descubridor, los pozos delimitadores Zama-2DEL ST01, Zama-3DEL y Zama-2DEL.

También hacemos mención que el campo corresponde un sistema de edad Mioceno Superior con un espesor neto de 194.2 metros, de acuerdo a la información provista en el acuerdo preliminar, es un sistema de areniscas que conforman un sistema complejo de lóbulos y canales con una presión inicial de 6 mil 475 PSIA y en donde se encuentra aceite negro que mantiene una densidad API de entre 23 y 26 grados, la presión de burbuja de este aceite es de mil 623 PSIA. También queremos manifestar que de acuerdo a lo que se indica en el acuerdo preliminar de unificación, los recursos prospectivos de este campo se encuentran entre mil 360 y 2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente remarcando la importancia que señaló el Comisionado en su intervención inicial.

Respecto al área de acuerdo preliminar de unificación, el posible yacimiento compartido se denominó Yacimiento del Mioceno Superior, la fecha de notificación del descubrimiento fue el 11 de julio de 2017 derivado de las actividades de exploración que se realizaron en el contrato CNH-R01-L01-A7/2015, y el pozo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

descubridor fue el pozo Zama-1SON, el área de unificación es de 69.43 kilómetros cuadrados, y el tirante de agua de este campo desde 150 metros aproximadamente, la profundidad a la que se encontró hidrocarburos en el descubrimiento fue de 2 mil 977.9 metros verticales bajo el nivel medio del mar, y como ya mencionamos, se trata de un sistema del Mioceno Superior que pertenece a la cuenca, que se ubica en la cuenca, en las cuencas del sureste, en la porción marina de la provincia geológica Salina del Istmo, esto es importante tenerlo en cuenta porque justamente tenemos influencia de sal como mencionaremos más adelante.

La etapa actual de este campo, el campo se encuentra en exploración, en etapa de evaluación y la fecha en la que se firma el acuerdo preliminar fue el 18 de septiembre de 2018. Al respecto de las áreas que están involucradas en este acuerdo preliminar señalamos, a manera de resumen, que el contrato CNH-R01-L01-A7/2015 se encuentra conformado por un consorcio de Sierra Oil and Gas, Talos Energy y Premiere Oil Exploration and Production. El contrato es un contrato de producción compartida y tiene una vigencia de 30 años a partir del 4 de septiembre de 2015, el operador es Talos y la profundidad es justamente toda la columna geológica, en él se amparan actividades de exploración y de extracción y se encuentran actualmente perforados cuatro pozos, los que mencionamos anteriormente, el pozo exploratorio Zama-1SON que fue el descubridor del campo, y tres pozos delimitadores, el pozo Zama-2DEL, Zama-2DEL-ST-01, y Zama-3DEL. Menciono en específico el Zama-2DEL-ST-01 para tenerlo presente a lo largo de la presentación.

Adicionalmente, tenemos de la asignación AE-0152-Uchukil se trata de una asignación de exploración con 30 años de vigencia a partir del 28 de agosto de 2019 y que se encuentra operada por Petróleos Mexicanos, de manera similar la profundidad que contempla es toda la columna geológica y en ella se amparan actividades de exploración y de extracción, actualmente no hay dentro del área preliminar de unificación ningún pozo perforado dentro de la asignación.

El presente análisis requirió la revisión de información estática y dinámica presentada en el acuerdo y partió justamente de la revisión del modelo geológico de este campo, a él se asoció un



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

ambiente turbidítico de alta energía y encontramos, justamente en los propios registros señalado por los interesados, en los registros sedimentarios, la información de que, pues bueno, justamente a ser un ambiente de alta energía posee una naturaleza caótica y poco predecible en la depositación, lo que mantiene una componente importante en la heterogeneidad estratigráfica del campo, asimismo, como podemos observar, pues existe influencia de sal de acuerdo a lo que señalan los interesados. Esto además le da una complejidad estructural al campo, es decir, tenemos heterogeneidad de componentes estratigráficas y estructurales en el yacimiento. Para ello, con esto en mente, nosotros proseguimos justamente a hacer un análisis para comprobar la continuidad vertical y horizontal a lo largo de este yacimiento.

Partiendo con la continuidad vertical, pues se hizo un análisis en las presiones de poro registradas en el yacimiento, para ello se incluyeron las mediciones que se realizaron en los registros DST de los cuatro pozos perforados en el campo y se observó que estos pozos se alineaban a una tendencia, esto si bien pudiera parecer indicativo de la continuidad vertical, nos percatamos justamente que el propio gradiente que seguía, que no correspondía con la densidad API de los fluidos que fueron encontrados de acuerdo a lo que se reporta en el acuerdo preliminar, pues más bien empezamos a notar que esto más bien se debía a las propias características de depositación, de sedimentación en el yacimiento, entonces, para poder verificar esto incluimos un campo análogo, en este caso el campo Uchbal que comparte características similares de depositación y vimos que también al incluir al campo Uchbal en nuestra línea de tendencias vimos que la presión también tiende a ajustarse a la misma tendencia de presiones encontradas en el campo Zama, esto nos llevó a indicar que más bien lo que teníamos era que el gradiente se debía, o las presiones se debían, a los propios fenómenos de depositación y las presiones capilares que existen a lo largo de este yacimiento. Es importante señalar también que el gradiente de presiones que encontramos está asociado un fluido de densidad de API de 24 grados, que es cercano justamente a la densidad API que se reporta dentro de los estudios PVT que se entregaron incluidos en el acuerdo preliminar de unificación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Posteriormente, para visualizar el análisis o la continuidad horizontal de nuestro campo pues se analizaron tres pruebas DST que se tomaron en el pozo Zama-2DEL-ST-01, este pozo se encuentra ubicado a 60 metros de la frontera virtual que existe entre el área de la asignación y el contrato, las tres secciones que fueron probadas, que fueron muestreadas se encuentran señaladas en esta lámina, y las propiedades de las mismas incluyen en la tabla.

Quiero aprovechar la figura para indicar o para resaltar la naturaleza heterogénea en la depositación y podemos ver justamente que existen ciertas, en las respuestas, podemos ver que las respuestas corresponderían a las intercalaciones que podría haber de arcillas durante la depositación en este sistema. Asimismo en esta lámina mostramos los diferentes periodos de flujo de las tres pruebas DST de presión que fueron realizadas, la primera, la DST-1a, y la DST-1b, la segunda y las primeras dos, si bien las analizamos las tres, las primeras dos, nosotros encontramos que mantenían evidencia de flujo cruzado en el pozo y además, por las características del medio donde probablemente exista cierto amalgamamiento, pudiera haber flujo interporoso en el medio poroso, entonces esto nos mostró que las señales, que nosotros estamos viendo, pudieran estar interferidas entre sí en el mismo pozo, en consecuencia para hacer el análisis de la continuidad lateral en donde nosotros queríamos analizar el radio de investigación que alcanzaron estos pozos durante las pruebas, pues se encontró que estas dos no fueron representativas para dicho estudio; no obstante, la prueba DST-2 sí se encontró representativa para este análisis, siendo que no se encontró ninguna evidencia de flujo cruzado durante la ejecución de la misma y por ende la respuesta correspondería al intervalo que fue muestreado únicamente.

La interpretación de los periodos de flujo que se hizo mostró justamente que el comportamiento que mejor se ajustaba fue el de un yacimiento radial compuesto, indicando que la movilidad del mismo tendía a disminuir conforme el radio de investigación se alejaba del pozo, esto pues nos haría sentido justamente en lo que hemos estado escribiendo de un sistema heterogéneo donde pudieran existir cambios de fases y muy probablemente diferentes unidades de flujo a lo largo de todo el campo. Aquí mostramos justamente una visualización de un esquema





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

conceptual de cómo se podría visualizar el efecto del radio de influencia de este pozo durante la prueba y vemos justamente en la primera sección, la primera área de drene radial que vemos justamente es la zona cercana al pozo y luego vemos un cambio de fases que ocurre a 233 metros aproximadamente, de acuerdo a nuestra interpretación, hacia una fase un poco más pobre en cuanto a su movilidad y que permite tener en total un radio de investigación de 506.74 metros. El ajuste a los parámetros que nosotros obtuvimos se encuentra dado en la tabla que se presenta, es importante señalar que no se apreciaban efectos de fronteras en el análisis de los diferentes periodos de flujo, asimismo queremos indicar el factor de daño, el de menos .9 y que vamos a explicar en un momento en la siguiente lámina.

En concordancia con el modelo que ajustamos, la conceptualización que estamos proponiendo justamente sería la siguiente, podemos observar que el campo mantiene cierto buzamiento, el yacimiento mantienen cierto buzamiento y, si bien el pozo es vertical completamente, este buzamiento le da un área de flujo de contacto pozo-yacimiento un poquito mayor lo que explica el factor de daño de -.9 que observamos, adicionalmente aquí ilustramos el posible cambio de fases que estamos haciendo mención en el modelo radial compuesto, que es modelo de doble permeabilidad y el radio de investigación que se habría observado en la prueba, esto sería el radio de investigación del estímulo como si estuviera siendo convulsionado, como si analizamos la respuesta equivalente de toda la prueba, y el comportamiento homogéneo que presentamos abajo, lo utilizamos –ahorita vamos a explicar la razón– considerando el ajuste únicamente a como si hubiera sido el primer medio radial que tuvimos en la prueba, que observamos en la prueba, y en él se obtiene un radio de investigación de 716.64 metros.

Para nuestro análisis de radio de investigación se tomaron estos dos modelos como referencia por una razón, se hizo un análisis de sensibilidad variando, haciendo diferentes ajustes a las respuestas de presión que tuvimos, partiendo con nuestra mejor estimación que fue el escenario base de 507 metros para el sistema compuesto y se obtuvieron otras, otros radios de investigación con otra serie de ajustes y podemos ver que en un modelo compuesto tenemos cierta dispersión asociada al propio modelo, el modelo compuesto como son dos medios porosos, vamos, que están

*(Handwritten signatures and marks in blue ink)*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

interactuando, dos permeabilidades que están interactuando, el número de parámetros que tiene para ajustar es mayor, esto ofrece un grado de libertad muy amplio para los ajustes, entonces esto también da justamente una volatilidad importante o una dispersión importante en los resultados, razón por la que decidimos también considerar más bien el modelo homogéneo, que como ven, bien observan en realidad no tiene una dispersión tan grande para el análisis, además en la ilustración podemos ver una línea roja, esta línea roja marca la división entre las dos áreas, el área contractual y el área de la asignación, en todos los casos pudimos observar que nuestros ajustes siempre indicaron que el estímulo de presión generado, siempre lograba pasar al menos esa división virtual que existe entre las dos áreas, en consecuencia pues se puede visualizar que existe conectividad hidráulica entre las dos.

Para hacer un análisis que soportase estas visualizaciones hicimos un modelo estadístico, que presentamos a continuación. En este modelo estadístico por ser parte de la hipótesis de ver si en alguno de los tantos pulsos de la prueba, alguno de los estímulos generados lograba, en el radio investigación, pasar esos 60 metros de distancia y justamente encontramos, bueno, se hizo un análisis de variación de todos los parámetros involucrados, tomamos el modelo radial homogéneo justamente por la dispersión que pudiéramos llegar a tener en el modelo compuesto, y vimos justamente que la probabilidad de que alguno de ellos no llegase a cruzar de los diferentes periodos del flujo de la prueba, no llegase a cruzar al menos los 60 metros era básicamente inexistente, eso reafirma la visualización que estábamos indicando de que durante la prueba los radios de investigación que nosotros estamos viendo siempre pasaron los 60 metros que se encuentran dividiendo las dos áreas de la asignación y la contractual. Esto pues nos lleva a la siguiente a la siguiente visualización del radio de investigación.

Aquí podemos ver justamente cómo se vería este radio de investigación en el mapa estructural del posible yacimiento compartido, vemos que dentro del rango que nosotros estamos estimando de 507 a 717 metros, nuestro radio de investigación se encontraría ahí, aquí tenemos justamente la división donde ocurre el cambio del área contractual a la asignación y vemos que ese radio investigación siempre mantuvo influencia entre las dos áreas, también esto entonces nos hace consonancia con todo lo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

que hemos estado indicando, también de la de la propia heterogeneidad del medio, y podemos entonces establecer que hay continuidad hidráulica en ese intervalo, en el intervalo que fue muestreado, en el pozo Zama-2DEL-ST-01 únicamente en la zona tres.

Esto lo podemos ver un poquito mejor en esta lámina, aquí vemos justamente la zona en verde, está remarcada la zona de influencia proyectada sobre el perfil sísmico, la zona de influencia del radio de investigación y queremos ser muy enfáticos en esto, nosotros no estamos indicando de hecho es muy probable que durante el desarrollo haya varios yacimientos que vayan a caer en esta situación de ser un yacimiento compartido entre estas dos áreas, no obstante con la información que tenemos en este momento y con la calidad de los datos que tenemos de las mediciones, únicamente podemos indicar que la zona tres que corresponde a donde se tomó la medición de la DST2 es donde existe conectividad hidráulica de un imposible yacimiento compartido.

En conclusión, todo esto en congruencia con lo que hemos estado estableciendo y nuestro fundamento jurídico, indicamos que se remitió la información que nos permitió a nosotros presentar la ubicación geográfica, señalar las características del área preliminar de unificación, en los formatos que indica el artículo 16 de los Lineamientos de Unificación de Yacimientos, y además con base en el estudio técnico que realizamos demostramos que en la zona tres del pozo Zama-2DEL, y que refiere al intervalo de 3 mil 129.4 metros a 3 mil 166 metros verticales bajo el nivel medio del mar, en ese intervalo, el posible yacimiento compartido tiene conectividad hidráulica entre las áreas del contrato CNH-R01-L02-A7/2015 y la asignación de AE-0152-Uchukil, considerando en nuestro análisis las características estáticas y dinámicas disponibles al momento de este estudio.

De esta manera en el dictamen justamente se da en determinar que el pozo Zama-2DEL-ST-01 en el intervalo de 3 mil 129.4 a 3 mil 166 metros verticales bajo el nivel medio del mar mantiene su zona de drenaje e influencia a lo largo del área contractual CNH-R01-L01-A7/2015 y de la asignación AE-0152-Uchukil, a razón de que el radio de investigación observado en la prueba de DST2 se encuentra entre 506.74 y 716.64 metros y el límite virtual entre estas dos áreas se ubica a 60 metros de distancia del pozo que fue muestreado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Por nuestra parte, con esto concluiríamos la información que estaríamos presentando y procederíamos a cualquier aclaración o discusión adicional de los temas indicados. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Gallardo, Comisionado Pimentel ¿algún otro comentario que quieras hacer respecto a la ponencia?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, Presidente, muchas gracias, este es un tema, quizá como pocos, muy técnico y yo dejaría abierta la discusión y haría un comentario si me lo permites pero al final.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Perfecto ¿Comisionada Alma América?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, sí, muchas gracias. Yo tengo un comentario, pues o sea, la explicación estuvo estupenda, muchas felicidades, creo que cuando menos con la explicación que nos da no queda ninguna duda de, bueno o sea, con el soporte técnico que se está dando cuando menos a mí no me queda duda de esa conectividad hidráulica que ustedes están suponiendo con los datos que nos fueron proporcionados. Yo tengo quizá una aclaración y es: como objetivo que nos presentaron dice con la finalidad de presentar la ubicación geográfica de un posible yacimiento compartido en el campo Zama, eso es lo que nos está solicitando la Secretaría de Energía dice y evaluar la conectividad hidráulica a lo largo de dos áreas. La conectividad hidráulica está muy bien demostrada y la ubicación geográfica del posible yacimiento es ahí es donde yo quisiera hacer una pregunta: ¿La ubicación del yacimiento como tal, nosotros la estamos, digamos de alguna manera ratificando –primero es una pregunta y después voy a hacer el comentario– la estamos ratificando con esta resolución, con este dictamen? esa sería mi pregunta.

MAESTRO ERICK GALLARDO FERRERA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, el área que, bueno la información que ellos nos presentaron, justamente la verificamos con la información disponible dentro del CNH para las coordenadas que ellos estaban indicando, entonces estamos,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

vamos a decirlo así, verificando el área que ellos nos están presentando y la ubicación geográfica del campo donde se sitúa.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok y ahí es donde ya tendría yo mi observación. Creo que en cuanto a la ubicación yo sí tengo un poco de dudas en cuanto sobre toda la parte sur de lo que es el yacimiento, en la parte sur del yacimiento creo que no es todavía contundente, lo que es la parte de continuidad hidráulica está totalmente, está demostrada con la exposición, pero la parte de ubicación del yacimiento para mí todavía debería de tener una contundencia con la perforación de un posible pozo del lado de la asignación de Petróleos Mexicanos y también, sobre todo al sur hay una interpretación básicamente con la sísmica que tiene el operador y que desde mi punto de vista también debería de ser ratificada también por una interpretación por parte de Petróleos Mexicanos, igual.

Insisto, creo que esto sí se tendría que ratificar la ubicación del yacimiento, es decir la configuración del mismo yacimiento por parte del operador Petróleos Mexicanos dado de que la extensión del yacimiento podría tener ciertas modificaciones de acuerdo a las posibles interpretaciones o sobre todo en las perforaciones que pueda hacer Petróleos Mexicanos de parte de la asignación, eso desde el punto de vista técnico. Y yo tengo otro comentario y es una duda, creo que en este consorcio, por lo que comentó el Comisionado Pimentel, ya no está en el consorcio Sierra, creo que ya está DEA, entró en lugar de Sierra y eso sí es una duda que tengo pero en entrega sobre todo de los núcleos y todo ya no estuvo participando Sierra sino era Talos, Premier y DEA. Entonces creo que ahí es solamente para hacer una aclaración en cuestión de la conformación del consorcio. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, doctora ¿Alguien que le pueda contestar la pregunta de Sierra?

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, Ramón Massieu.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, Ramón.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA.- Gracias, Comisionado, Comisionada, efectivamente hubo un movimiento a nivel corporativo en este contrato, como bien dice la doctora y como comentó el Comisionado Pimentel, el contrato fue suscrito inicialmente por un consorcio integrado por Talos, Premier Oil y Sierra Oil & Gas. Tiempo después, hace algunos meses se llevó a cabo una reestructura corporativa en donde el grupo DEA, Deutsche Erdoel, compró al grupo de Sierra en toda la participación de sus contratos, entonces se actualizó un cambio de control en término dentro de nuestros lineamientos, sin embargo el contratista no cambió, el contratista sigue siendo Sierra, es decir, el nombre del contratista sigue siendo Sierra, sin embargo está controlado ahora por el grupo de DEA, es decir, el cambio corporativo fue únicamente en términos de control pero no hubo un cambio de contratista por eso los nombres de los contratistas siguen siendo iguales aunque el control de este contratista en particular, de esta empresa participante en particular, sí cambio a través de este proceso corporativo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Ramón, gracias, doctora ¿Comisionado Moreira?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera unirme al comentario de la doctora Alma América, creo que se han probado más allá de cualquier duda que hay conectividad hidráulica pero la segunda parte, de la localización geográfica, es la que no está probada, porque si tú me dijeras cuál es la localización geográfica de México tendrías que decir de longitud tal a la longitud tal y de latitud tal a la latitud tal, me tendrías que dar una zona geográfica y aquí no me estás dando un punto geográfico, yo sí creo que aquí lo que es urgente, es la perforación de Asaab para que podamos tener la información geológica de el mismo yacimiento pero del lado de Pemex, del lado de digamos, de la asignación, yo sí creo que decir que ya hemos dado la localización geográfica, no creo que podamos decir eso; podemos decir que es un yacimiento compartido, indudable, podemos decir que hay, digamos conectividad hidráulica y que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

del lado de, en este caso, de Talos se ven estas fronteras o estas posibilidades de mayor campo pero no sabemos el otro lado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias, Comisionado Moreira ¿Comisionado Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente, primero también creo que merece una felicitación grande el maestro ingeniero petrolero Héctor Gallardo y el grupo porque en el reporte que nos enviaron se ven muchos más detalles de lo que hicieron aquí en la presentación, que por cierto, no viene firmado, yo creo que lo debieron haber firmado, pero bueno, lo que se observa con este pozo, el Zama-2DEL está solamente a 60 metros de la colindancia entre lo que es la asignación de Pemex y el área contractual, es que en las pruebas, fundamentalmente la de DST2, nos platicó el maestro Gallardo, pues el radio de investigación, el radio de drene de esa prueba sobrepasa los 60 metros pudiendo llegar a ser 500 o 716 metros, eso quiere decir que fuera del área contractual existen hidrocarburos, pero esto no nos dice de qué tamaño es el yacimiento del lado de Petróleos Mexicanos, es simplemente, nosotros con la información que tenemos podemos plantear que hay continuidad porque se manifiesta el flujo radial en la prueba, en la gráfica doble logarítmica y eso nos da también la seguridad de que no hay cambios en acuñamientos o cambios de fluidos, pero no nos dice exactamente de qué tamaño pudiera ser, pudiera ser tan pequeñito como eso o un poquito más grande, la geología de repente es muy complicado; uno perfora un pozo y perfora un pozo 300, 500 metros adelante y ya no hay nada. Entonces mi mejor deseo es que ojalá y sea también un área muy importante dentro del área de Pemex y también del otro lado, porque exactamente es el mismo comentario, qué tan grande es el, se va a tener que ir definiendo en la medida que se van perforando los pozos delimitadores, y ustedes pueden observar, todos los pozos han sido perforados muy pegaditos a la frontera entre el área contractual y la asignación de Petróleos Mexicanos, y nada más tengo una pregunta: ¿los valores de porosidad y de compresividad total que son súper importantes para calcular el radio de investigación, esos de dónde los tomaron, la gente de Pemex o más bien la gente de Zama?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO ERICK GALLARDO FERRERA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Bien, la información que ellos ingresan es información petrofísica principalmente de los registros, interpretaciones que hicieran de los registros de pozo y algunas mediciones del núcleo que se tiene, de ahí es donde se toma la información, la porosidad, no sé si lo mencioné, desde el punto, es de 30%, .23, sí, .23, disculpe. Y la compresividad total, digo, ciertamente aquí la propia heterogeneidad del medio pudiera permitir que haya cambios en este valor a lo largo de toda el área, pero dentro de lo que nosotros observamos vimos que el valor se encontraba congruente dentro de los datos de referencia para este tipo de yacimientos, pero sí, de hecho, tenemos en consideración más si es un sistema como doble permeabilidad pues las movilidades tendrán que cambiar y en consecuencia también las compresibilidades podían cambiar, más si hay presencia de elementos como la sal que pudieran afectar estructuralmente y generar fallas o fracturas, eso también afectaría a la compresibilidad del medio, de hecho, en nuestra interpretación tratamos de conservadores en el ajuste, usando una de doble permeabilidad pero únicamente de dos medios, porque pudimos haber usado muchos más medios para hacer un ajuste más exacto pero ya quizá, no sea representativo ante la poca cantidad de información que tenemos disponible en este momento.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, y el último comentario es, se comenta que el DST2 en la parte dos, que es la parte superior de la columna geológica permite observar claramente que sí hay un radio investigación, una conexión hidráulica que sobrepasa el área de Zama pero, de acuerdo con las pruebas, la lámina que presentan ustedes, en la lámina 11, las pruebas del DST en 1A y 1B también se puede observar de estas gráficas, seguramente también sobrepasan la frontera pero, maestro, hizo un comentario en el sentido de que solamente en el DST2, fue que pudieron argumentar fehacientemente o con una alta probabilidad de que realmente sobrepasa la frontera, no me quedó claro porqué el 1A y el 1B no lo cumplen y más que el 1B parece que tiene la mayor permeabilidad.

MAESTRO ERICK GALLARDO FERRERA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, la razón principal fue justamente la presencia de flujo cruzado en el pozo y la





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

interferencia que ocurría de manera horizontal entre las dos zonas muestreadas, esto complicaba cómo poder separar los radios de investigación del pozo, de la prueba para indicar a qué yacimiento específicamente correspondían, al haber flujo cruzado y probable comunicación entre los dos yacimientos que corresponden DST-1A y al DST-1B, consideramos nosotros que cualquier interpretación que podríamos hacer, porque a lo mejor pudiera haber algún elemento, alguna frontera, algo que pudiera distorsionar, que pudiera distorsionarse con la respuesta del flujo cruzado entre los pozos, consideramos que pudiera no ser representativa para presentarla como parte del análisis de radio investigación, sin embargo sí se analizaron, sí se hizo un análisis correspondiente y también observamos que lo más probable es que también se haya logrado cruzar esos 60 metros, pero la razón fue esa; el flujo cruzado que había en el pozo y el posible tiro que pudiera enmascarar algún efecto que no pudiéramos ver por el propio flujo cruzado o la comunicación interporosa entre esas dos zonas.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces se puede concluir que también es altamente probable que esos estratos también estén sobrepasando la frontera, de una forma comentar al 100% con una alta probabilidad, pero seguramente que es así.

MAESTRO ERICK GALLARDO FERRERA, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues es todo, Comisionado Presidente, muchas gracias y nuevamente felicitaciones a todo el grupo que hizo el análisis.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias, Comisionado Martínez. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, quizá, Presidente, para definir o resolver tratar de hacer menos las inquietudes respecto de la localización geográfica, Julio Trejo nos puede ahondar al respecto y yo dejaré mi comentario final, Presidente.

Handwritten mark resembling a vertical line with a hook at the top.

Handwritten mark resembling a stylized '1' or 'L'.

Handwritten signature or initials in blue ink.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, muy bien, Julio ¿algún comentario?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muchas gracias, Comisionado, sí, solamente para hacer dos precisiones conforman lo que pide el dictamen en el artículo 16 sobre la localización geográfica del posible yacimiento compartido, lo estamos atendiendo en razón de que con la propia prueba podemos ver la extensión lateral que tenemos, que sería alrededor de los 500 a los 550 metros, más bien (...) que ya tenemos hacia el Zama-3, ahí no (...) formación ¿por qué? porque es un corrimiento ya que tenemos hacia la parte sur, ahí falta generar más actividad o falta generar más evaluación para poder en aras de este dictamen como tal nos lo está pidiendo el proceso de la solicitud de opinión hacia SENER, sí lo estamos otorgando porque estamos diciendo que está ubicado a una profundidad y con una extensión lateral cercana a los 550 metros con las propiedades que tenemos el día de hoy, solamente para precisar que con lo que estamos dando hoy sí lo estamos atacando el primer numeral de la solicitud de opinión ¿qué va a pasar más allá después de esto? pues tendríamos que ver sobre todo también por el tipo de ambiente de depósito que tienen este tipo de yacimientos, que no tienen una continuidad lateral tan extensa entonces tendríamos que ver hacia la parte sur y más que ahí tenemos un sistema fallado en la parte proximal, entonces, tendríamos diferentes condiciones, nada más para que no quede ahí un poco la duda si se atendieron los dos numerales que pide la propia solicitud de opinión de la Secretaría de Energía.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, Julio, entonces traen ¿sí se contemplaron los dos puntos, no? eso Ramón lo debe de.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, ya.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Tener claro en el dictamen, que se hayan atendido correctamente. Yo me sumo a la felicitación del equipo de extracción que ha hecho las cosas muy bien y en tiempos correctos conforme como se ha tenido la información, es decir,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

que sería bueno que si hubiera tenido la información de la parte de Pemex para tener mayor certeza en cuanto volúmenes pero bueno, el trabajo está hecho y la opinión técnica a la Secretaría de Energía va a ser conforme esta información que es con la que contamos. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, por supuesto me sumo, después del reconocimiento tuyo, Presidente, de la doctora Alma América, en fin, de todos, del doctor Martínez, del doctor Moreira pues el mío ya no tiene tanto mérito, digamos. Pero han hecho un trabajo desde lo técnico, que yo entiendo es muy complicado para un abogado más, han hecho un trabajo extraordinario, yo también me sumo este reconocimiento, a esa felicitación y termino diciendo que bueno, resolveríamos este dictamen técnico dándole a la Secretaría de Energía la información en el formato específico que prevé lineamiento de la ubicación geográfica, concluyendo que hay conectividad hidráulica y tendría que venir una instrucción de unificación de parte de la Secretaría de Energía tanto a PEP como a Talos, que es el operador del contrato y yo, acá, quisiera hacer un llamado muy respetuoso, muy atento, a las partes para que en este plazo de 120 días puedan encontrar ellos el mejor arreglo, el mejor acuerdo, no está en juego en un proceso de unificación desde luego que no lo está, digamos el prestigio de las empresas, la capacidad extractiva de las empresas, está claro que ambos la tienen, lo que sí está en juego es un adecuado manejo del yacimiento, una administración adecuada del yacimiento que permita un uso eficiente de los recursos, que son de la nación, eso es lo que está en juego, insisto en que estos procesos de unificación, pues son digamos, cosas comunes en la industria, en México, en efecto, es la primera vez que esto sucede pero no debería haber ningún problema para llegar a un arreglo en el que no pierde uno y gana otro, es muy importante verlo así, en un acuerdo de unificación, yo creo que es un acuerdo en el que todos ganan, ganan las dos partes involucradas y, más importante que ello para mí, gana la nación porque se hace, insisto, un adecuado manejo del yacimiento y una eficiente utilización de los recursos en el largo plazo. Yo lo dejo ahí, con este llamado atento y respetuoso para que las partes puedan llegar a un acuerdo que beneficie a ambas partes y desde luego también a la nación, y agradezco de nueva cuenta el esfuerzo y el trabajo técnico muy preciso, muy depurado, de los colegas que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

nos ayudaron en este tema. Presidente, colegas, muchas gracias a todos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel, yo coincido absolutamente en que las partes pues bueno, el llamado que hace el Comisionado Pimentel, sobre todo por los tiempos, pues este es un yacimiento que le va a traer muchos beneficios al país, y lo necesita el país, entre antes mejor, no tengo duda que ese debe de ser la visión en este momento, quién lo pueda operar mejor, quién tenga en este momento la posibilidad de operarlo, se tendrán que poner de acuerdo entre las partes pero lo importante es que lo hagan es lo antes posible porque se ha ido retrasando este tema y creo que ya amerita que se le dé solución. De no haber otro comentario por parte de los Comisionados.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah sí, perdón, no lo vi, Comisionado Moreira porque está todavía la lámina.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, voy con las recomendaciones, en este caso de Julio, de poner muy claro lo que sí certificamos, hay conectividad hidráulica, sabemos que de perdido se extiende 700 metros, eso fue lo que nosotros probamos y lo podemos decir tal cual sin ninguna cosa. Si hacemos la definición de qué queremos decir con la parte de localización geográfica; eso lo que queremos decir, no se entiende que estamos diciendo el tamaño del pozo, y hacer una recomendación que dado que es un campo muy prometedor, de los más grandes que ha habido, exhortar a que se siga haciendo la labor de evaluación y que Pemex pueda evaluar mejor su parte de ese yacimiento. Es una decisión otra vez de Pemex pero yo creo que sí, por el bien de la Nación, nos conviene que Pemex lo evalúe mejor y él, lo que dice Julio, vamos a decir exactamente qué estamos diciendo no usando palabras generales sino palabras más particulares, en la parte geográfica sabemos que se extiende de perdido 600 metros, lo que dijo Julio. Necesito estar seguro que eso aparece en el dictamen.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso sí aparece.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Correcto.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Si, de hecho, hacemos esas precisiones, Comisionado, disculpen la interrupción, en cuestión de la distancia, profundidad por eso somos muy explícitos.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, simplemente creo que sí hace falta, yo insistiría, por lo que acaba de decir el doctor Moreira y por lo que creo que no viene suficientemente explicado en el dictamen, es de que creo, desde mi punto de vista, que sí hace falta evaluar del lado de Pemex para definir de mejor manera la extensión del yacimiento del lado de la asignación, o sea, creo que esa parte sí hace falta de decirlo de manera explícita, dentro de nuestro dictamen en la parte de pues, para la opinión a SENER, nuestro dictamen a SENER, o sea, nosotros estamos demostrando con todos los elementos que nos expusieron la conectividad, sí se está, la ubicación, pues se está definiendo con los elementos estáticos y dinámicos que se tienen en este momento, sin embargo no está evaluado del lado de la asignación, y ahí sí, desde mi punto de vista, los elementos técnicos que tenemos del lado de la asignación, no tenemos los elementos para haber definido de una manera efectiva y suficiente el lado de la asignación, la ubicación del yacimiento, la extensión del yacimiento del lado de la asignación, eso, desde mi punto de vista, sí hay que expresarlo en nuestro dictamen y por lo tanto la recomendación que bien acaba de hacer el doctor Moreira, sí es pertinente para recomendar simplemente la perforación del pozo Asaab, que por cierto creo que ya entró a la Comisión, entonces, creo que eso es muy buena noticia y estarían, parece ser que en los próximos meses ya perforándolo pero eso es algo interesante pero nuestra recomendación sí tiene que venir en este momento.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionados, algún otro comentario? Muy bien, le pido al Secretario Ejecutivo dé lectura la propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.19.003/2020**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite el dictamen técnico para determinar la posible existencia de un yacimiento compartido relacionado con el Campo Zama.

### **ACUERDO CNH.E.19.003.2020**

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII; artículo 38 fracciones I, III y IV, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracciones II, inciso j), X y XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, expidió la Resolución por la que se emite el dictamen técnico para determinar la posible existencia de un yacimiento compartido relacionado con el Campo Zama.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:36 horas del día 7 de mayo de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Novena Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

Rogelio Hernández Cázares  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta  
Secretario Ejecutivo

