



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:12 horas del día 5 de marzo del año 2019, 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, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Sergio Henrivier Pimentel Vargas y estuvo presente a través de un medio remoto de audio el Comisionado Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0109/2019, de fecha 4 de marzo de 2019, 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.

Con fundamento en el artículo 48 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, 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 propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Cárdenas Mora, correspondiente al contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-A4.Ogarrio/2018.

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Cárdenas Mora, correspondiente al contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018, en términos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Jaime Israel Ríos Carrizales, Subdirector en la Dirección General de Medición.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Ríos, por favor.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JAIME ISRAEL RÍOS CARRIZALES.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. El día de hoy le traemos a su consideración la propuesta de punto de medición provisional para petróleo y gas natural del área contractual Cárdenas-Mora del contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018. Adelante.

Como antecedente, la compañía Petrolera Cárdenas Mora solicitó a esta Comisión el día 2 de enero de 2019, sometió a consideración de la Comisión la propuesta de punto de medición provisional a fin de llevar a cabo la medición de petróleo y gas natural de conformidad con lo establecido en el artículo 42 para la aprobación del punto de medición provisional, presentando también con información el acuerdo de medición celebrado con la paraestatal Pemex Exploración y Producción para la medición de petróleo y gas natural provenientes del área contractual Cárdenas-Mora correspondiente al Contrato para la Extracción número CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018, el cual está bajo la modalidad de licencia. El 1 de febrero de este año y de conformidad con el artículo 43, fracción IV, se solicita la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del punto de medición provisional mediante el oficio 250.039/2019, emitiendo una respuesta favorable mediante el oficio 352-A-012 de fecha 7 de febrero del 2019 proveniente de dicha Secretaría.

Siguiendo un poco el orden cronológico, iniciamos con la solicitud el 2 de enero del 2019. Posteriormente, el 25 de enero se realizó una reunión de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

trabajo con el contratista donde se le hicieron algunas prevenciones. Por oficio se les envió y atendieron a las mismas el día 31 de enero de 2019. Una vez obteniendo la prevención, la respuesta a la prevención por parte del contratista, se solicitó el 1 de febrero la opinión de ubicación a la Secretaría de Hacienda, dando su respuesta favorable el día 7 de febrero, por lo que se inició, bueno, se continuó con el análisis de la información en el periodo del 11 al 22 de febrero y el día de hoy pues se pone aquí para su consideración en Órgano de Gobierno. Adelante por favor.

El área contractual Cárdenas-Mora se encuentra ubicada en el sureste de México en el Estado de Tabasco. El área contractual comprende una distancia de 168 km<sup>2</sup>, iniciando su explotación en el año de 1980. Actualmente cuenta con ocho pozos productores activos para el campo Cárdenas y cuatro pozos activos para el campo Mora. A la fecha, bueno, enero, el reporte que tenemos de enero 2019 con una producción de 12 millones de pies cúbicos diarios y una producción de petróleo crudo de 5,831 barriles por día igual. Adelante.

El área contractual en el año 2018 solicitó a esta Comisión la aprobación derivado de un *farm out*. Se solicitó la aprobación de los puntos de medición provisional que vemos aquí en el diagrama que son con los que actualmente ellos se encuentran midiendo. Para el caso del petróleo, en Batería de Separación Mora tenemos un punto. En los cabezales periféricos del CP-107 y CP-111 serían otros dos puntos que actualmente están actuales bajo la resolución que se les dio en ese momento CNH.E.11.002/18. Eso para el caso del petróleo. Adelante. Y para el caso del gas natural serían los mismos puntos, pero nada más la diferencia es que aquí están midiendo con placas de orificio y en el anterior fue con turbina, pero están ubicados en el mismo punto. Si, adelante.

Entonces de acuerdo a los criterios de evaluación para la aprobación de los puntos de medición provisional conforme a lo establecido en el artículo 42 de los lineamientos técnicos, la propuesta de punto de medición provisional nos dice que deberá contener cuando menos los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

elementos siguientes que son la identificación, la ubicación el punto de medición, el responsable oficial y un mecanismo o sistema, procedimiento, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de hidrocarburo. Adelante.

Para lo cual, el contratista nos presentó esta propuesta de punto de medición provisional para el petróleo y gas natural. La ubicación sería a boca de pozo del pozo Cárdenas-105 que es parte del área contractual Cárdenas. Si, del área Cárdenas. Sería boca de pozo a través de un separador móvil que la medición estaría para el caso del petróleo con una turbina dependiendo del flujo derivado de esta extracción de hidrocarburo y para el caso del gas natural con placa de orificio, el cual llegaría/seguiría su recorrido. Para el cual, el recorrido de la molécula sería hacia la Batería de Separación Cárdenas Norte para el caso del petróleo en donde habría una separación y el envío sería hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus donde ahí ya tendrían proceso. Se deshidrataría y para finalmente mandarlo hacia el C.C.C. Palomas que sería como el destino final donde se comercializaría. Para el caso del gas natural, se va igual en sentido multifásico, en Batería de Separación Cárdenas Norte se realiza la separación, se envía a la Estación de Compresión Cárdenas Norte, se tiene una medición de referencia y aquí se envía a la Estación de Compresión Paredón. Sigue su camino hacia el C.P.G. Cactus donde igualmente ya sería su destino final. El contratista nos está proponiendo – vuelvo a repetirlo – medición a la salida de un separador móvil presentando lo solicitado mediante turbinas para el caso del petróleo y placa de orificio para el caso del gas natural. Adelante.

Y bueno, lo que se analizó como parte de la información y que da cumplimiento a lo solicitado en el artículo 42, es la identificación del punto de medición provisional para el cual está cumpliendo, la ubicación del punto de medición que cumple, el responsable oficial que sería el contratista, procedimiento para la determinación de la medición volumétrica igual nos presentó la información, procedimiento para determinar la calidad de igual manera bajo procedimientos normalizados



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

y por último la opinión favorable de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante el oficio 352-A-012. Adelante.

Derivado del análisis que realizó la Dirección General de Medición, se emite el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la solicitud al punto de medición provisional correspondiente al área contractual Cárdenas-Mora presentado por el contratista Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. Lo anterior, a fin de llevar a cabo la medición de petróleo y gas natural del área contractual, así como reconocer al contratista como responsable oficial de la medición de los hidrocarburos. Cedo la palabra al Comisionado ponente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias ingeniero. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ponemos a su consideración la propuesta de la compañía. Vemos que cumple con todos los requerimientos legales. Igualmente desde el punto de vista técnico tiene un cumplimiento también al 100%. Quizá a lo mejor valga la pena un poquito platicar del pozo Cárdenas-105 que tiene un separador a boca de pozo y como que no quedó claro ahí qué pasa con el gas. Yo creo que sería el único que podríamos agregar ahí si nos hace el favor ingeniero Jaime Israel.

SUBDIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO JAIME ISRAEL RÍOS CARRIZALES.- Si, si nos regresamos a la diapositiva del diagrama por favor. Más adelante, más adelante, más adelante. Más adelante, otra. Si, derivado de la separación es un separador móvil trifásico, el gas natural. Bueno, aquí a boca de pozo se hace la separación, pero se mide y se vuelve a unir en una sola o se vuelve a hacer multifásico. La corriente se envía a la Batería de Separación Cárdenas Norte donde hay separación y el gas, derivado de la separación en Batería de separación Cárdenas Norte que es de Petróleos Mexicanos, se envía ya directo a la Estación de Compresión



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Paredón. Entonces aquí es donde se separa, aquí solamente se mide el gas y se vuelve a hacer una sola fase.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor vale la pena ahí manejar los valores de las presiones. Para medir, hay que separar a baja presión, para poder separar el gas y el aceite. Entonces seguramente que ahí en ese punto, y eso es lo que quería que abundaran, van a tener que comprimir el gas para poder meterlo otra vez a la corriente. ¿O cómo está, cuál es la presión de separación?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Realmente la presión de separación esta arribita de los seis a siete kilos que ópera la batería Cárdenas Norte. Entonces de acuerdo a lo que se maneja, manejaría la separación a boca de pozo con la presión que tenga del pozo corriente abajo del estrangulador, se incorpora y se mandaría. Actualmente ese pozo no produce porque está a la espera de la autorización del punto de medición provisional. Entonces realmente surge de una reparación de pozo en su Plan de Evaluación, entonces lo quiere mandar a producir. Esta poquito arriba de la presión de separación en Cárdenas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces habrá que hacer los cálculos necesarios para llevarlo a una medición a condiciones estándar.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Más bien sería el estrangulamiento, después del estrangulador calcular la caída de presión en la delta P para la presión de separación y que llegue a la de 5.6 kilos que se está solicitando en la Batería Cárdenas porque la Batería Cárdenas Norte es de PEP y realmente el área contractual no dispone de infraestructura.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Porque al final de cuentas en la Batería Separación Cárdenas Norte van a llegar tres corrientes, al CP-107, al CP-111 y la del Cárdenas-105 y las tres



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

mediciones tendrán que dar lo que se ve allá en Cárdenas Norte, tendrá que darse el balance. Y entonces para que se dé el balance hay que considerar que todas las condiciones sean las mismas de separación. Va a haber la necesidad de hacer ciertos cálculos para hacer el balance en la forma adecuada.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Exacto, perfectamente, sí, así es. Y la medición que se hace a boca de pozo se toma como una medición operacional, en este caso referencia, tanto en calidad como en volumen en cada una de las corrientes, tal en Cárdenas junto con otras corrientes hacer el balance correspondiente. Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Excelente, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. En realidad, yo tenía una pregunta que era, creo que ya la contestaste, pero maestra González era respecto al pozo Cárdenas-105 en este momento no está en producción. Es por eso que no estaba incorporado en los puntos de medición hasta este momento. Entonces se piensa ponerlo a producción posterior a que se autorice, si es que se autoriza, este punto provisional.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, ese sería. ¿Algún otro comentario? Comisionado Moreira, ¿tienes algún comentario?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, muchas gracias, aclarado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pues en caso de que no haya, por favor Secretaria Ejecutiva nos podría leer la propuesta de acuerdo.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Si, nada mas no tanto es un comentario sobre este punto, pero sí va a tener relación con el siguiente punto del Orden del Día. Entonces a lo mejor en la exposición del Plan de Desarrollo pudiéramos explicar más este tema de los puntos de medición y cómo forman parte del Plan de Desarrollo *a posteriori*.

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.15.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Cárdenas Mora correspondiente al contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018, en términos de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

### **ACUERDO CNH.E.15.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X, XXIV 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 propuesta de Puntos de Medición Provisionales del Área Contractual Cárdenas Mora correspondiente al contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## **II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Alan Isaak Barkley Velásquez, Director de Área en la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Barkley, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Comisionada, muchas gracias por la palabra. Señores Comisionados, buenas tardes. Efectivamente traemos para su aprobación el Plan de Desarrollo para la Extracción del contrato Cárdenas-Mora. Entonces por favor la siguiente. Vamos a ver la relación cronológica del proceso.

La solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo se ingresó el 31 de agosto de 2018. Se realizó la prevención por parte de CNH, revisión de información 21 de septiembre. Tuvimos la atención a la prevención por parte del operador Petrolera Cárdenas Mora 17 de octubre de 2018. Declaramos suficiencia el 12 de noviembre de 2018 y estamos el día de hoy presentándolo ante Órgano de Gobierno, lo cual conllevó ciertas reuniones de trabajo, comparecencia y un alcance de información. También tuvimos participación con Secretaría de Economía, con ASEA y la opinión del punto de medición por parte de Secretaría de Hacienda. Siguiendo por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Bien, los datos generales y características del contrato. Área contractual está en Cárdenas, Tabasco, a 55 km al oeste de la ciudad de Villahermosa. El contrato es CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018. Está en Tabasco, Cárdenas. Tiene 168 km<sup>2</sup> de área. La fecha efectiva es el 6 de mayo de 2018, es por 25 años, la vigencia es de 6 de marzo de 2043. Es un tipo de contrato bajo la modalidad de licencia, es un *farm out*. La operadora y socios, la operadora es Petrolera Cárdenas Mora y los socios es PEP con 50% y Petrolera Cárdenas-Mora 50%. Las formaciones geológicas por edad para su extracción está acotado de acuerdo al anexo I del contrato y tenemos por edad el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y Cretácico Inferior, además Plioceno Superior para Cárdenas que es Cenozoico la formación Filisola y en campo Mora tenemos Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Inferior. Bien, las colindancias es al Este el campo Chipilín y Edén-Jolote. Por favor la siguiente.

Tenemos de pozos dentro del campo tenemos 89 pozos en Cárdenas y 23 en Mora, lo cual suma 112 pozos perforados y tenemos 12 productores actualmente. Las edades de los yacimientos, como se mencionó anteriormente, es el Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Inferior. Las porosidades son matriciales básicamente, 3% para Cárdenas, 4.75% para Mora. La densidad del aceite es un aceite ligero, 40 grados API, 39 en Mora. La viscosidad 0.39 centipoise en condición de yacimiento para Cárdenas y 0.12 para Mora. Temperaturas 159 en Cárdenas, 139 °C para Mora. Presión de saturación 307 kg/cm<sup>2</sup> en Cárdenas y 259 en Mora. Las presiones iniciales tenemos 650 kg/cm<sup>2</sup> en Cárdenas y casi 600 en Mora. Cabe destacar, bueno, que es un yacimiento que se encuentra saturado. Es decir, ya por debajo de la presión de saturación desde hace más de 20 años. Siguiendo por favor.

Bien. El objetivo y alcance del Plan de Desarrollo tenemos el objetivo es recuperar un volumen de 32.87 millones de barriles de aceite y 70.89 miles de millones pies cúbicos de gas. Tenemos la inversión y gastos de operación, así como el abandono contemplados en el plan 2019-2043, de 807 millones de dólares. Tenemos cuatro sitetracks que están



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

planificados, son ventanas en cuatro pozos, reparaciones mayores con equipo en cuatro pozos, los cuales involucran cambio de aparejo, así como disparos en otras zonas de la formación. Construcción de red de bombeo neumático autoabastecido y sistemas de medición, también el acondicionamiento del mismo gas para que siga recirculando en el anillo de BN. La toma de información para la definición de procesos subsecuentes y bueno, la continuidad operativa de los pozos productores del área contractual. Siguiendo por favor.

Entonces en cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, vemos que la tecnología y plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Por favor. Las actividades del Plan de Desarrollo. Bueno, las entidades físicas que se contemplan primeramente son apertura de ventanas (sitetracks), cuatro en 2019. Reparaciones mayores con equipo, la cual involucra cambio de aparejo y disparo en diferentes zonas, son cuatro. Estimulaciones, 331 estimulaciones. Limpiezas van hacer limpiezas nitrogenadas, 941 limpiezas durante el Plan de Desarrollo. Mantenimiento de la tubería flexible que está colgada en los pozos, 53. Cambios que necesitan las tuberías flexibles por agotamiento de la vida útil de la tubería flexible son 26 cambios que necesitan. Toma de información básicamente involucra a las calibraciones, la toma de presión, temperatura y obstrucciones que pueden tener los pozos, 391. Caracterización fluidos es para investigar las problemáticas debido a asfaltenos y parafinas, 216. Núcleos que se van a tomar en las ventanas que se proponen para perforar, son dos núcleos que se proponen tomar. Tubing puncher es para disparos que se hacen en la tubería de producción para comunicación de tubería de revestimiento. Es decir, esto anula la posibilidad de meter un mandril de bombeo neumático. Se van a hacer 32 y la inyección de químicos son a pozos con el fin de, bueno, de limpieza de parafinas y asfaltenos, se tienen 460 actividades físicas. Como construcción de infraestructura se tiene la red de bombeo neumático para los campos Cárdenas, para el campo Cárdenas y el campo Mora, son



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

una y una. Rehabilitación de caminos se va a hacer anualmente y el abandono. El abandono contempla el fondeo del fideicomiso de abandono que es anual y bueno, esto contempla aportaciones, los cuales abarcan toda la infraestructura del área contractual que son pozos, instalaciones y ductos. Sin embargo, bueno, como vemos los abandonos de pozos son dos abandonos que se tiene y estos abandonos serán solamente para dos pozos debido a que estos pozos se agota la reserva en 2041-2042. Sin embargo, el fondeo abarca el abandono de todos los pozos, instalaciones y ductos. Siguiendo por favor.

Tiempo, las reparaciones mayores del Plan de Desarrollo. Bueno, empezamos en verde con las ventanas (sitetracks). Históricamente el Mora-25 por ejemplo aportaba el 50% de la producción del campo. Entonces bueno, tiene petrofísica favorable y bueno, buenas condiciones de productividad. Entonces por ello el operador está planteando hacer una desviación, una ventana. Es decir, el objetivo original presenta una obstrucción, entonces ellos van a desviar ese objetivo para tratar de drenar otros objetivos nuevos con diferentes recursos y probablemente fuera del radio de drene del actual pozo. Ahora bien, las ventanas a través del Plan Provisional se han considerado también ventanas y reparaciones mayores debido a que a través del Plan Provisional han tomado información y bueno, a través de esto han tenido la oportunidad de considerar distintos candidatos. Por eso vienen proponiendo cuatro ventanas y cuatro reparaciones mayores, cambio de aparejo también. Siguiendo.

La tecnología. La tecnología es el bombeo neumático, se usa para levantamiento artificial de producción. Se va a hacer un anillo de autoabastecimiento en el campo Cárdenas y en el campo Mora. Ventanas que es para drenar nuevos objetivos aprovechando la infraestructura y derivado de la baja presión de los yacimientos se usarán los fluidos espumados y nitrógeno para la perforación de estas ventanas. Tubería flexible con fibra óptica. Tiene sensores para monitoreo de presión, temperatura y profundidad y también contempla esfuerzos de tensión y



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

compresión en tiempo real. Entonces esto permite hacer una calibración mientras se ejecutan diferentes procesos, por ejemplo, limpieza en este caso y estudios de inversión sísmica. Esto es para definir la red de fracturas y propiedades para el Cretácico y Jurásico. Esto es necesario para calibrar pronósticos de producción y bueno, para también conocer más el campo para diseñar, perdón, nuevas estrategias de manejo de la producción.

Bien, volumen a recuperar en el Plan de Desarrollo. El contrato tiene un volumen original de 1,714 millones de barriles y 3,067 miles de millones de gas. Entonces el volumen a recuperar en la vigencia del Plan de Desarrollo son 32.87 millones, 70.89 miles de millones de gas y básicamente 70% de Cárdenas y 30% de Mora. Aquí vemos un comparativo de las reservas al 1 de enero de 2018 de los campos del sureste de México que son correlativos en edad y bueno, vemos que Cárdenas-Mora el proyecto *per se* tiene aproximadamente 33 millones de barriles y bueno, ello lo hace estar en una jerarquía alta con respecto a los campos del sureste en cuanto a reservas 2P. Siguiendo por favor.

Bien, ahora el completamente de producción de campos análogos para Cárdenas y Mora. Tenemos para Cárdenas el campo Bellota, Cactus, bueno, los campos Bellota, Cactus, Caparroso Escuintle, írside, Cunduacán y Oxiacaque. Ellos son correlativos en edad con porosidad matricial menor al 10%, un play similar en edad también, profundidad de campos de 3,000 a 6,000 metros bajo el nivel del mar. Entonces vemos que son bastante correlativos con inclusive el tiempo de desarrollo cuando empezaron las campañas de producción de la región sureste en México. Y para el campo Mora tenemos Bellota, Jacinto, Luna, Mora y Sen y bueno, también vemos que los potenciales de los campos y los máximos caudales de producción que han alcanzado son correlativos al campo Cárdenas y Mora. Entonces por ello se ha categorizado los factores de recuperación de campos análogos, los cuales, bueno, comparamos en factores de recuperación y tenemos el promedio que es de 34%. Y bueno,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

se encuentra Cárdenas-Mora por encima de la media bajo el primer esquema de desarrollo que plantea el operador.

Bien, las alternativas analizadas por el operador son cinco alternativas. La alternativa 1 es la seleccionada. La alternativa 1 contempla cuatro RMA con equipo, son ventanas, cuatro RMA con equipo también, cambio de aparejo y disparos, Construcción de red de bombeo neumático autoabastecido, un anillo de BN. Y esto nos va a dar un diferencial de producción acumulada de 32.86 millones de barriles, 70.89 miles de millones de gas. Gasto de operación tendrán 731 millones de dólares, en inversiones tendrán 77 millones de dólares. Un VPN antes de impuestos de 407 millones, 281 después de impuestos, un VPI, un valor de la inversión de 69.2 millones y un VPN/VPI de 4.6. Entonces es el que mejor balance genera entre costos y VPN. Aquí también cabe destacar la similitud de las alternativas 2 y 4, las cuales, bueno, no contemplan actividad física. Sin embargo, una contempla red de bombeo neumático, lo cual anula costos de operación y la alternativa 4 no contempla red de bombeo neumático, por ende, contempla la continuidad operativa en las condiciones que existe en el campo hoy que es comprando gas natural, haciendo una erogación aproximada de 3.5 millones de dólares al mes en solo compra de gas natural. Entonces bueno, ello permitirá buenos ahorros y sobre todo un desarrollo de las reservas 2P del 99% de Cárdenas-Mora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero, perdón. ¿En algún caso contemplaron recuperación, o sea, procesos de recuperación secundaria o mejorada?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Bueno, en definitivo nosotros hemos hablado con el operador en distintas reuniones de trabajo. Nos han mencionado el hecho de que ellos están interesados en hacerlo, sin embargo, tienen 180 días para presentar el Plan de Desarrollo. Ellos están estudiando aún posibilidades de recuperación secundaria y mejorada, sobre todo pilotos.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero en ninguna de sus alternativas en este momento.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- No, el día de hoy el Plan de Desarrollo no contempla recuperación secundaria y mejorada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí Rocío, perdón, abogada.

DIRECTORA GENERAL EN LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLOREZ.- Gracias Comisionada, nada más para precisar. En términos del tercero transitorio de los Lineamientos de Recuperación Secundaria, el contratista deberá presentar un informe preliminar de evaluación del potencial de aplicación de los procesos de recuperación secundaria y mejorada en mayo de este año. Entonces esta es una evaluación preliminar y posteriormente ya, en caso de aplicar, deberá de presentar el programa respectivo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Bueno, ¿volvemos? Ya. Bien, entonces los pronósticos de producción de la alternativa seleccionada tenemos que la alternativa 1 llegará un punto máximo de 9,600 en promedio anual barriles por día y bueno, alcanzará 32.86 millones de barriles. Siguiendo por favor.

Vemos los pronósticos de producción. La alternativa la cual acumula la mayor ganancia debido al proyecto es la alternativa 1, seguido de las 5, la 3. Y bueno, la 4 y la 2 como solamente son variaciones económicas, es decir, comprar gas o no comprar gas, construir una red de BN, no construir una red de BN, dan exactamente igual en pronósticos de producción, sin embargo, en economía no son nada iguales. Entonces bueno, pronóstico de producción de gas. Tenemos la alternativa 1





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

evidentemente llega a 21 millones de pies cúbicos por día en un punto máximo de producción y bueno, la declinación sucesiva. Siguiendo por favor. Y bueno, la alternativa 1, como mencioné, alcanza a acumular 70.89 miles de millones de pies cúbicos durante el Plan de Desarrollo.

Bien, en cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, tenemos el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural. Entonces bueno, tenemos el pronóstico de producción de la alternativa seleccionada, la cual, bueno, como dije alcanza un pico máximo de producción de 21 millones de pies cúbicos por día y esto es manejable en su totalidad. El gas es transferido totalmente para venta y bueno, ello hace el cumplimiento del 98%, el cumplimiento de la meta del 98%. Y en cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Por favor. Tenemos la fase 1 que, bueno, el operador primero que nada presenta dos fases. Esto sin conexión con el punto que anteriormente se aprobó. Presentó dos fases, la cual la primera fase es continuar con los puntos de medición provisional que se encuentran autorizados al momento, los cuales contemplan separadores y cabezales periféricos. Entonces en la parte de arriba vemos los pozos del campo Cárdenas, los cuales son una corriente multifásica, confluye a la Batería de Separación Cárdenas Norte y tenemos también que la Estación de Compresión Cárdenas Norte acondiciona el gas y lo envía a la Estación de Compresión Paredón. Ahora bien, solamente el petróleo confluye hasta la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus y seguido de Palomas, que es donde se hace la metodología de balance en el Centro Comercializador de Crudo. Y bueno, para el campo Mora la Batería de Separación Mora se encuentra dentro del área contractual y ella envía el petróleo, bueno, los pozos confluyen a la Batería de Separación Mora de manera multifásica, se tiene una separación y una medición Coriolis. Seguido el petróleo, solamente se va a la Estación de Compresión Cárdenas y el gas se comprime en la Estación de Compresión Mora, seguido el flujo de la molécula de gas en la Estación de Compresión Paredón.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y bueno, la fase 2 que presenta el contratista de 2023 a 2042 esto trata ya de ejecutar el proyecto de red de bombeo neumático autoabastecido, involucrando separadores móviles para la medición y bueno, entonces también involucra hacer el proyecto para poner en condiciones el gas natural. Es decir, deshidratación conforme al artículo 28 de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburo. Entonces se tiene mediciones operacionales que confluyen a la Batería de Separación Mora todos los pozos del campo Cárdenas y Mora. Se tiene una medición referencial seguido de una medición de transferencia. En cuanto al hecho que se instalará un Coriolis para hacer la medición de transferencia, el cual, bueno, va a ser multifásico. Y posteriormente a la salida de la batería de separación Cárdenas Norte, ya se tendrá el punto de medición propuesto por el operador en la fase 2. Así es.

Bien, descripción del Programa de Inversiones. Tenemos una inversión total de 807 millones de dólares en la alternativa seleccionada, lo cual involucra el desarrollo 11%, producción 85%, básicamente continuidad operativa, y el abandono es 4% de la inversión total del proyecto. Por favor. Bien, la alternativa propuesta del proyecto marca un Programa de Inversiones, el cual el Estado tiene a favor 54% del valor de los hidrocarburos y a favor del contratista sería el 46%. Tenemos el valor de hidrocarburos de 2,187 millones de dólares, el precio que se ha tomado es 60 dólares por barril y 3 dólares por millar de pie cúbico para gas y bueno, los costos son 808 millones de dólares y, como mencioné, 54% para el Estado, 46% para el contratista. El valor presente neto después de impuestos son 393 millones, valor presente neto antes de impuestos 852 millones, valor presente de la inversión 66 millones y el cociente VPN/VPI de 6.

Bien, ahora los programas. Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia de Tecnología. Una vez que se cuente con opinión favorable respecto de los programas de contenido nacional, así como de capacitación y transferencia tecnológica, este formará parte integral del contrato. Y bueno, el Sistema de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Administración de Riesgos, la Agencia informa que el regulado cuenta con una CURR que es ASEA-PEC18003C del 7 de marzo de 2018. Y bueno, para que las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo para la Extracción se encuentren amparados bajo la autorización anterior, deberá presentar ante la Agencia el Plan de Desarrollo que propone el día de hoy aprobar por la Comisión, solicitud de modificación de su Sistema de Administración autorizado y el programa de implementación actualizado, considerando la modificación que comento.

Bien, el cumplimiento de la normativa. Se verificó el cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, el cumplimiento de la LORCME, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes, cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos contemplando dos fases de instauración de los mismos. Cumplimiento de Disposiciones de Aprovechamiento de Gas y cumplimiento de las cláusulas del contrato.

Bien, las conclusiones. Bueno, con las actividades propuestas por el contratista, se desarrollará un mayor conocimiento de los yacimientos, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero del área contractual y del país. El pronóstico de aceite y gas representa un factor de recuperación de 37% y 41% respectivamente. Con la estrategia de extracción a implementar, se recuperará 32.87 millones de aceite y 70.89 miles de millones de gas, como garantes de la seguridad energética de la Nación. Y el uso de la tecnología propuesta por el operador, lo cual propone inversión sísmica, ventanas, bombeo neumático autoabastecido, se considera adecuada para la exploración y extracción de los hidrocarburos dentro de los campos que conforman el área contractual de Cárdenas y Mora.

Conclusiones. La propuesta del Plan de Desarrollo está orientada a promover actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país. La estrategia planteada presenta un Programa de Inversiones acorde con las actividades propuestas. Y el Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cumple con la meta del 98% de aprovechamiento de gas, dando cumplimiento a las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, así como la propuesta de punto de medición para aceite y gas cumple con los elementos del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Bien, las recomendaciones, por último. Se recomienda ejecutar experimentos PVT acorde al estado de saturación en el que se encuentran los yacimientos del área contractual – como lo mencioné, están saturados, es decir, por abajo de la presión de saturación – con el fin de caracterizar posibles fenómenos composicionales a lo largo del desarrollo del proyecto. Estos pueden ser como tipo experimentos de recombinación matemática, entre otros. Entonces derivado de los estudios en curso como la inversión sísmica, se recomienda al contratista con el objetivo de nuevas campañas de desarrollo y reactivación de pozos, la detección de zonas con densidad de fracturamiento favorable para evaluar el potencial productor. Evaluar el potencial del éxito en métodos de reducción de corte de agua como intercambiadores de permeabilidad relativa, polímeros y/o geles en los campos, especialmente en el campo Cárdenas, el cual se dice que, bueno, tiene 26% de corte de agua al día de hoy de producción, entonces es un corte importante el cual puede tener un potencial de reducción. Con el programa de toma de información, el cual involucra calibraciones, registros, núcleos y muestreos de fluidos, se recomienda al contratista acelerar los estudios para determinar procesos de recuperación secundaria y mejorada. Esto, bueno, también es en línea con la recomendación que se había hecho en aprobaciones anteriores del Plan Provisional Cárdenas-Mora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Me gustaría que pusieran la lámina que le nombraron



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

alternativas analizadas. Una de las atribuciones más importantes que tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos es validar los Planes de Extracción de los operadores. Esta lámina es muy buena, ejemplifica claramente el que un yacimiento o un conjunto de yacimientos en este caso en Cárdenas y Mora pueden ser explotados bajo diferentes alternativas. Seguramente ellos analizaron más y nos presentaron cinco que son las que tenemos aquí al frente en la lámina. Se puede observar por ejemplo que la alternativa número 4 no invierte nada. El valor presente de la inversión es cero. Sería como dejar el campo que siguiera operando tal y como está. Eso significaría que el valor presente neto fuera 219 millones de dólares. La alternativa que presentan como ganadora nos da 407, estamos hablando de 200 millones de dólares de una alternativa a otra. Posiblemente, no es el caso de Cárdenas-Mora, algún operador quisiera tener una estrategia de menor inversión o quisiera utilizar algunas tecnologías de las cuales ellos pudieran tener acceso inmediato, pero definitivamente los planes lo que buscan es darle al yacimiento lo que requiere de tal forma que se maximice el valor. Esto es un *farm out*, la mitad lo trae Pemex Exploración y Producción y la otra mitad lo trae la compañía Cheiron, ¿no? A través de la empresa que formó para hacer el *farm out*.

Se puede ver aquí que si no hay inversión podríamos perder 200 millones de dólares y estamos hablando de un yacimiento pequeño. Es un yacimiento que actualmente produce 5,831 barriles por día. Generalmente cuando se comparan esas producciones con la producción total de 1 millón 600 mil y tantos no es importante. Igual con el gas tampoco es importante, pero si lo vemos en dinero eso es mucho dinero. 200 millones de dólares por hacer una buena selección, eso es primordial para el Estado. Y precisamente lo que hacemos aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos es encontrar o buscar que los operadores tengan la mejor alternativa de tal forma que el Estado maximice el valor económico de los hidrocarburos y también obviamente el operador. La pregunta que hizo la doctora Alma América al final es la última



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

recomendación. Ellos están haciendo los análisis de cuál podría ser alguna política de proceso de recuperación secundaria y mejorada. Aquí en el campo Cárdenas, Pemex Exploración y Producción antes del *farm out* hizo algunas pruebas de inyección de aire. Esas pruebas de inyección de aire son únicas en el mundo porque no hay antecedentes de inyección de aire, o no había cuando se hicieron las pruebas, en yacimientos naturalmente fracturados, que eso es bastante complicado porque cuando uno inyecta aire, un fluido de baja viscosidad, pues el gas o el aire tiende a irse por las fracturas.

Están analizando todavía esa información, están analizando otras posibilidades y el día de hoy la alternativa 1 es la que maximizar el valor y es la que les proponemos como para tomar el acuerdo de que esta alternativa sea el Plan de Desarrollo para la Extracción que el operador aplique en el tiempo en el cual todavía no tenga un nuevo plan. Cuando traiga un nuevo plan, cuando venga un proceso de recuperación secundaria y mejorada, pues será entonces ese el mejor plan. Vean ahí las alternativas. Hay diferentes valores, por ejemplo, hay una de 176, la alternativa 3 que, aunque inviertan dinero, finalmente salen perdiendo. Es mejor no invertir que invertir. Hay gente que piensa que nada más es invertir dinero a los proyectos y con eso ya tenemos mucha producción. Este es un ejemplo claro de qué es lo que pasa cuando no hacemos nada o qué es lo que pasa cuando hacemos cosas que no debemos hacer que bajan el valor del proyecto. Vean aquí, se invierten 78 millones de dólares y el valor presente de la inversión baja a 176. Aquí al parecer es mejor no hacer nada, pero obviamente es mucho mejor lo que plantean de cuatro reparaciones mayores, todo lo que viene y lo que se explicó por el ingeniero Alan Barkley. Entonces bueno, este es el comentario que traemos de esta lámina, las alternativas analizadas dentro del plan que nos mandan y ponemos a su consideración el caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Martínez. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira, ¿algún comentario?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando presentan ustedes esto, hablan de la formación Filisola y más tarde ya no se vuelve a mencionar. ¿La están incluyendo en alguna parte, hay algo que esté haciendo en esta formación?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Comisionado Moreira, solamente para responder el comentario. La formación Filisola en el Cenozoico es bastante interesante. El operador actualmente no presenta actividad física para esa formación, sin embargo, bueno, ha manifestado el interés. Sobre todo, van a tomar información nueva como registros de saturación detrás del revestidor con neutrón pulsado, lo cual, bueno, puede generar nuevos candidatos de reparaciones.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo me quedé con una pregunta, bueno, una duda más bien. Hace un momento vimos el punto de medición provisional que fue aprobado, pero en este plan nos están proponiendo dos puntos de medición: un punto de medición fase 1 2018-2023 y un punto de medición fase 2 2023-2042. Lo que logro entender es de que el punto de medición fase 1 es el que acabamos de aprobar, ¿correcto? En este caso pues ya está aprobado. O sea, ¿cuál es la diferencia? Ese es mi punto.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si me permite Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, por favor maestra.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- La diferencia de la fase 1 con la fase 2 efectivamente se aprobó el punto de medición de Cárdenas-105, pero hay que recordar que en el Plan de Desarrollo vamos a tener pozos que van a salir a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

producción y vamos a incorporarlos en los cabezales que se tienen. Entonces obviamente eso se tendría que visualizar en los cabezales que llegan en dónde se van a conectar. Por ejemplo, si no me equivoco Mora-25 quizás llegan a los cabezales más los otros pozos que mencionó el ingeniero Alan correspondiente a los demás de Cárdenas. Ahora, de estos básicamente el tiempo que se queda trabajando con esta autorización va a ser el tiempo en que esto se acondicione para cubrir el artículo 28. El artículo 28 sí tenemos que manejar, si vamos a la siguiente lámina, un procesamiento del crudo y en este caso va a ser del gas. El gas debe quedar a condiciones del artículo 28 para ser de autoconsumo de bombeo neumático que casi es una calidad muy alta. ¿Sí? Y entonces propone un sistema de medición fiscal para gas y una propuesta porque van a ocuparlo para bombeo neumático. En el caso del crudo que vamos a solicitar, ellos estarían viendo la alternativa y proponen utilizar la Batería Cárdenas Norte que va a ser de PEP. PEP tiene proyectado que va a hacer deshidratación y desalado. Entonces eso quiere decir que no nos iríamos hasta Palomas, nos quedaríamos en Cárdenas Norte y eso con esos dos puntos de medición se tendría las alternativas de procesamiento, construcción y adecuación de infraestructura.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digamos, esto me quedó claro. Lo que no me queda claro es por qué habíamos autorizado un punto de medición provisional anteriormente si aquí estamos volviendo a autorizar estos dos puntos fase 1 y fase 2 dentro del Plan de Desarrollo.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Porque como en el punto de medición provisional actual en el que estamos manejando nada más tenemos el cabezal 111 y el cabezal, perdón, el otro que tenemos es el 107. Entonces no teníamos el del pozo 105. Entonces al autorizarlo inmediatamente se pone a producir y, como vamos a vivir con una provisionalidad durante el periodo en esta etapa 1 hasta el acondicionamiento, tendríamos que operar el pozo 105.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, es decir, ¿después vamos a tener que autorizar la fase 2 independiente del Plan de Desarrollo?

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- No, porque vendría ya en el Plan de Desarrollo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ya estamos autorizándolo aquí.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Así es, así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo sigo con mi pregunta, pero...

DIRECTORA GENERAL EN LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLOREZ.- Si, de hecho atendiendo si me permite Comisionada. Atendiendo a su pregunta, justo lo que estamos planteando en el primer punto se está modificando el punto de medición provisional, se está especificando cuál es la modificación y en el Plan de Desarrollo lo único que estamos haciendo es especificar que durante la fase 1 se va a dar continuidad de estos puntos de medición provisionales. Eso es lo que estamos aprobando, que durante esa etapa se sigan ejecutando estos puntos de medición provisionales y durante la fase 2 ya se implementan los mecanismos de medición y se está haciendo la aprobación específica de estos mecanismos de medición. Pero esa es la diferencia en el Plan de Desarrollo donde sí aprobamos que se continúe al amparo de estos puntos de medición provisional, por eso se hizo una modificación previa en materia de medición.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, bueno. Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Parece lógico. Si tenemos unos lineamientos de planes y dentro de los lineamientos de planes por



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ejemplo se involucran los pozos, se involucran los puntos de medición, como que pareciera ser que con evaluar el plan y validarlo ya estás validando todo lo demás, pero no es así. Los lineamientos de pozos pues solicitan o le requieren al operador que mande sus pozos para que sean validados, dependiendo del tipo de pozo, pero igual pasa con los lineamientos de medición. Los lineamientos de medición piden que los puntos de medición sean de alguna forma validados. Entonces, aunque es sí compagine, porque los dos lo traen, tenemos que validarlos como un acuerdo por fuera. Pero creo que eso nos lo pueden explicar mejor los abogados, ¿no? Porque a lo mejor también los operadores podrían decir, “bueno, si ya ahí le dije los pozos que voy a perforar, ¿por qué tengo que mandarles después una solicitud de aprobación de pozo? Pues porque son lineamientos diferentes y además están diseñados en esa forma. No son burocráticos, lo que pasa es que aquí en los planes no tienen que darnos todos los detalles. Ellos pueden decir que van a perforar cinco pozos, pero no nos van a decir exactamente cuál es el diseño. Creo que esa es la lógica, pero bueno, a lo mejor los abogados puedan hacer un poco más de explicación.

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

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias. Para hacer algunas precisiones de lo que está sucediendo en el proceso y en la operación. El proceso de aprobación del Plan de Desarrollo tenemos todavía alrededor de 20 días hábiles para podernos pronunciar. Sin embargo, el Programa Provisional culmina el día de mañana, es por eso que retraemos la autorización al día de hoy para que no se queden sin un plan al amparo del cual pudieran estar operando en producción. ¿Por qué tenemos dos trámites? Porque el operador no tenía conocimiento de qué iba a suceder primero, si la aprobación del plan o del punto de medición provisional. El operador petrolero lo que ya requería era que como en el Programa Provisional pensaba poner a producción este pozo, requería de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

un punto de medición provisional para poner a medir este pozo y ponerlo en producción. Sin embargo, ahora subimos a Órgano de Gobierno y casualmente en la misma sesión estamos subiendo el Programa Provisional y el Plan de Desarrollo. Es por ello que traíamos dos planes, por un tema de trámite y un tema de operación.

Ahora, ¿qué estamos haciendo ahorita en el Programa Provisional, en el punto de medición provisional? Aprobamos el punto de medición provisional. ¿Por qué? Porque el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición en su antepenúltimo párrafo señala que el operador petrolero podría continuar utilizando el punto de medición provisional hasta en tanto se apruebe y en su caso implemente los mecanismos de medición ya de largo alcance con todos sus mecanismos autorizados. Lo que estamos haciendo ahorita es convalidar que el operador petrolero pueda utilizar en su fase 1 el punto de medición provisional. No estamos entrando a la evaluación de este, pero sí entramos ya a la evaluación de la fase 2. En la fase 2 lo que estamos ya autorizando es los mecanismos de medición completos, los puntos de medición fiscales. Recordemos que tanto los provisionales como los de la fase 2 ya son los puntos donde se va a realizar la determinación del volumen, la calidad y el precio de los hidrocarburos, esto los convierte en puntos de medición fiscales al amparo del artículo el 3 de la Ley de Ingresos. Y entonces si en su caso el Órgano de Gobierno aprueba el Plan de Desarrollo, convalida la utilización de puntos de medición provisionales durante fase 1 y sí aprueba los puntos de medición y los mecanismos de medición de la fase 2.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto, me queda clarísimo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, nomás una pregunta. ¿Y qué pasa si lo quieren implementar en el 2021 y no en el 2023? Lo podrían hacer sin problema, ¿verdad?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,  
LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correctamente. No es una  
causal de modificación el que nos movamos en fechas hacia enfrente o  
también podríamos ver si por cuestiones operativas pudiera ser que  
también se pudiera retrasar en su implementación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y ya no tendríamos que  
venir al Órgano de Gobierno a una resolución específica de cambio de  
punto de medición.

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,  
LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si continúan con estos puntos  
de medición, no.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Facilita al operador, ¿no?

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,  
LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Correctamente.

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

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Sí. O  
sea, en términos generales, en complemento es los puntos de medición y  
los mecanismos de medición serán aprobados o son aprobados en el  
marco del Plan de Desarrollo. En este caso en particular y en algunos otros  
que tienen contratos con producción cuando se adjudican, lo que  
tenemos que hacer es aprobar Planes Provisionales y puntos de medición  
provisionales. Pero en términos generales, un Plan de Desarrollo tendrá  
que incluir los puntos de medición, los mecanismos de medición, el  
Programa de Aprovechamiento de Gas y las propuestas de recuperación  
secundaria y mejorada para analizar todo en su conjunto. Ese es el ideal  
digamos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor me gustaría  
hacer el comentario en relación a pozos. En relación a pozos, si están en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

el Plan de Desarrollo y son terrestres, seguramente tendrían que dar aviso. Pero si son costa afuera, entonces tendrían que enviar la validación de la perforación de cada uno de esos pozos, así está en los lineamientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias Comisionada. Creo que la explicación del Comisionado y la aclaración que hace el abogado Joshua nos deja muy claro que hubo algunas coincidencias, por lo que en esta sesión. Solo para dar certeza precisamente en estos procesos y es pregunta. ¿Sería factible juntar estos dos procesos en caso que se presente algo similar más adelante?

DIRECTOR GENERAL JURÍDICO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si, por materia pudiéramos acumularlos en término de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Se debería de hacer. Por eso fue mi pregunta expresa, eh. OK, muchas gracias. Secretaria, si no hay más preguntas Comisionados, Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No? Secretaria Ejecutiva, podría leer la propuesta de acuerdo.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **RESOLUCIÓN CNH.E.15.002/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I de C.V. para el contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.

### **ACUERDO CNH.E.15.002/19**

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, 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 el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I de C.V. relativo al Contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018.

### **II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. para el contrato CNH-A4.Ogarrio/2018.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro León Daniel Mena Velázquez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados y Comisionado Moreira en la estación remota. Buenas tardes. Me permitiré presentar el Plan de Desarrollo del contrato CNH-A4.Ogarrio/2018. Veamos primero algunos antecedentes. El 24 de septiembre del 2015 se considera procedente la migración del área contractual campo Ogarrio a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El 17 de octubre se declara la adjudicación del contrato a Deutsche Erdoel. No sé si lo pronuncié bien, pero a partir de ahora DEA México, S. de R.L. de C.V y Pemex Exploración y Producción. El 1 de marzo del 2018 se aprueba el Plan Provisional de 12 meses y el 6 de ese mismo mes, marzo del 2018, se celebra la firma del contrato CNH-A4.Ogarrio/2018. En esta sesión de aprobación del Plan Provisional me gustaría leer una de las recomendaciones que hicieron en ese entonces y decía este Órgano de Gobierno: "Tener una buena comunicación entre los dos socios – o DEA y Pemex – para avanzar en un Plan de Desarrollo que contenga procesos para maximizar el valor, el yacimiento pueda tener el financiamiento necesario para desarrollarse adecuadamente". Y eso es importante porque al final nosotros podremos constatar si efectivamente esta recomendación se atiende a lo largo de la presentación.

El área contractual tiene actualmente una producción de 4,900 barriles por día y 19,700 millones de pies cúbicos de gas. Es importante mencionar que el yacimiento fue descubierto hace más de 60 años y alcanzó producciones por arriba de los 25,000 barriles por día como veremos en las gráficas de producción. Con relación a la relatoría cronológica, en agosto se solicitó la aprobación del Plan de Desarrollo. En septiembre se notificó por parte de esta Comisión la prevención al plan presentado. El contratista solicitó una prórroga precisamente para atender la prevención, la cual fue otorgada en octubre del 2018. Y se atendió esta prevención el 29 de octubre y se declaró la notificación de información el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

23 de noviembre del 2018. Es importante mencionar que en el transcurso se hicieron las consultas correspondientes a la Secretaría de Economía sobre contenido nacional y ASEA sobre el Sistema de Administración de Riesgos. Se tuvieron dos comparecencias básicamente para complementar información sobre evaluación económica, temas de medición como ya vimos los puntos que se presentaron y fideicomiso de abandono.

Con respecto al objetivo y al alcance del plan, el objetivo es precisamente maximizar el valor económico del área contractual mediante la extracción de aceite y gas hasta la vigencia del contrato que es 2042. Y esto se prevé mediante la realización de perforaciones, terminaciones con un costo asociado de 637 millones de dólares, incluyendo el desmantelamiento, con lo que se espera recuperar un volumen de 43.9 millones de barriles de aceite y 153.7 miles de millones de pies cúbicos de gas equivalentes – esto es importante – a la reserva 2P estimada hasta el momento por el contratista. El área contractual se localiza en el municipio de Huimanguillo, Tabasco. Está más o menos a unos 100 km de ciudad de Villahermosa, Tabasco.

Con respecto a las generalidades, el área es de 155.99 km<sup>2</sup> de la formación Terciaria. Incluye los yacimientos del Mioceno y Plioceno. La profundidad promedio en metros verticales es de 2,600. Tiene un aceite negro de 37 a 39 grados API. El número de pozos en el contrato es de 247. Se declararon 140 como útiles, de los cuales 62 son productores y los restantes 78 están cerrados. La presión actual es de 120 kg/cm<sup>2</sup> y mencionaba la producción de casi 5,000 barriles por día y 19.7 millones de pies cúbicos en el tema de gas.

Entremos al tema de reservas. Como podrán ver en las gráficas tanto las verdes que corresponden al aceite y las rojas al gas, se puede ver cómo había ido en decremento hasta el 2018 que es el año en el que estuvo el Plan Provisional y para el 2019 se puede ver un incremento en lo que ellos proponen como probadas, probables y posibles. Explico. El volumen, con





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

base en lo que está del lado derecho se hizo un cálculo de volumen originales de hidrocarburos usando el método de aproximación del volumen probabilístico y se construyó un modelo para los bloques. Hay un domo que separa precisamente el campo Ogarrio y entonces determinan un bloque A y un bloque B, por lo que hacen un modelo para cada uno de estos bloques. Elaboran un modelo estocástico de las propiedades de las rocas y hacen una revalidación de las reservas remanentes mediante el análisis de curvas de declinación. Entonces en el cuadro de arriba se puede observar que el volumen original que se tenía en el 2018 de 1,006 millones de barriles se incrementa 1,307.8 millones de barriles. Es importante mencionar que las reservas hasta este momento certificadas, la última certificación fue por parte de PEP. En este momento con este incremento en el volumen y está identificación/cuantificación de reservas, se encuentran en el proceso correspondiente ante esta Comisión y esa es la razón por la que se puede ver el incremento en probadas, probables y posibles. Y este plan propone la recuperación de la reserva 2P que ellos están previendo.

Para el cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos se tienen que cumplir los tres puntos que están mostrados en pantalla. Veamos el primero sobre el plan de producción para maximizar el valor del factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Con este antecedente del incremento en el volumen, se revisaron las alternativas que dieran la mayor rentabilidad y tomando en cuenta las condiciones que hasta el momento han evaluado durante estos 12 meses del Plan Provisional. Entonces la primera alternativa que la identifiqué como la alternativa base es solamente actividades relacionadas con los pozos ya seleccionados que son básicamente intervenciones, reparaciones mayores y reparaciones menores. Sí consideran una prueba piloto de inyección de agua. La producción esperada de 39.3 sería un poco más de la reserva 1P sin llegar a la 2P. Entonces con esta información ellos hicieron varias alternativas y determinaron que la que le daba la mejor rentabilidad es la alternativa seleccionada considerando, además de toda



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la continuidad de reparaciones mayores y menores que, como podrán ver en pantalla es igual, se adiciona la perforación y terminación de 10 pozos. Se mantiene la prueba piloto de inyección de agua que están considerando y la producción de aceite esperada corresponde a la reserva 2P que ellos estiman que es de 43.9 millones de barriles.

Las inversiones serían de 171.5 millones. Se mantiene el uso de la tecnología del sistema artificial de producción con bombeo neumático, más adelante explicaré cómo opera este circuito para el manejo del gas. Y los indicadores económicos mostrados en pantalla indican un VPN antes de impuestos de 835.9, de 573.4 después de impuestos y un VPI de 74.3. Estos son los indicadores que presenta el operador, más adelante presentaremos los que elabora la Comisión a través del área de evaluación económica. Adelante por favor.

En esta gráfica quiero destacar lo que comentaba anteriormente. El campo Ogarrío tiene entre el bloque A y C un domo salino y esa es la forma en que está propuesto el desarrollo. Los 10 pozos que se están considerando, cinco se van a perforar en el bloque A y son del tipo I, me refiero son direccionales tipo "S", dos etapas para la formación Encanto a estas profundidades del orden de 2,313 a 2,390 metros desarrollados. Los cuatro pozos más se van a perforar en el bloque denominado, esto hay un error, es B y son del tipo II, son direccionales tipo "S", igualmente van a la formación Encanto. Y del otro lado del domo salino, en el bloque C se perforaría un pozo más que es un pozo direccional tipo "J". Así estarían distribuidos, cinco, cuatro y uno de este lado, los 10 pozos que están proponiendo para el desarrollo. Recordemos que estamos hablando de la formación Encanto que es del Neógeno que está entre el Plioceno y el Mioceno.

En este caso en este contrato se mantiene la obligatoriedad del Programa Mínimo de Trabajo. Sin entrar a todo el detalle, están clasificados por tipo de actividad en reparaciones a pozos, modelos del yacimiento, estudios y registros geofísicos de pozos. Se puede ver en la tabla mostrada en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pantalla la actividad, la unidad de medida, las unidades de trabajo, en qué año se realizarían entre el 2019 y 2020, la cantidad y finalmente del lado derecho el cálculo de las unidades de trabajo que suman un total de 35,265, muy por arriba de la obligación contractual de 5,620 unidades que tiene el contratista.

¿Cómo está distribuida esta actividad para su realización? Se puede ver que en el primer año se perforarían y terminarían cuatro pozos y en el 2020 los seis restantes de la propuesta en la alternativa seleccionada. Asimismo, se consideran construcción de líneas. Líneas que básicamente son para la descarga de pozos, línea para la inyección de agua. O sea, no son construcción de ductos, sino son líneas de descarga principalmente. Un total de 552 reparaciones mayores a lo largo de todo el periodo hasta el 2042. Igualmente, reparaciones menores por un total de 997. La conversión de 12 pozos inyectoros y el taponamiento de 251 pozos. Recordemos que del total de pozos a taponar se consideran ya los 10 que están propuestos en este Plan de Desarrollo, los 241 que mencioné al inicio que son los que están en el contrato, considerando que ya hay dos taponados y descontando cuatro pozos que se identificaron fuera del área contractual. Entonces cuidamos que nos cuadraran los números sobre la propuesta de los pozos a taponar, 251.

Veamos el perfil de producción. Mencioné que tiene más de 60 años el campo Ogarrío que fue descubierto. Ponemos ahí la etapa histórica en el área verde de lo que fue el histórico y puede ver que se alcanzaron picos por arriba de los 25,000 barriles por día. En medio pusimos una identificación en color amarillo que es precisamente cuando aplica el Plan Provisional. En el 2018 se hace todos estos estudios, actividades, tenemos identificadas algunas reparaciones realizadas a pozos con el que conocen un poco más del área contractual. Y se puede ver que el compromiso de procedencia de migración es esta línea en color negro, que la ponemos como una referencia para poder ver y comparar contra el Plan de Desarrollo que al día de hoy traemos aquí a su consideración y que sería este perfil. Entonces se puede observar que hay una propuesta mayor en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cuanto al perfil de producción que presenta este Plan de Desarrollo considerando estos 10 pozos. Y se muestra toda la información hasta la vigencia del contrato que es 2042. En la parte de arriba en las tablas se puede observar que del periodo de 1960 a 2017 Pemex Exploración y Producción fue el operador y tuvo una producción acumulada de 224. DEA por su parte del 2017 al 2018 tiene una producción acumulada de 1.86, para hacer un total de 225. Y este plan contempla recuperar 43.9 millones de barriles, repito, el equivalente a lo que ellos estiman como la reserva 2P.

En lo correspondiente al gas, de manera similar, hay un comportamiento histórico primero, luego lo que ha sido el desempeño durante la etapa del Plan Provisional y luego un incremento correspondiente al Plan de Desarrollo. Se puede ver un poco más alto el pico y verificamos ese dato. Desde el Plan Provisional identificaron con pues una medición ya a cargo de la empresa DEA, y tomando en cuenta los estudios que se tenían, una RGA un poco mayor y esa es la misma que están reflejando en la parte del gas. Adelante por favor.

También se revisa el Programa de Aprovechamiento de gas natural. En este sentido, en la gráfica se puede observar cuál es el gas aprovechado que sería la línea en color rojo y que tiene dos componentes, la parte de producción de gas y la parte de bombeo neumático que es parte del gas que se procesa y se regresa. En las siguientes dos láminas mostraré cómo es este proceso, pero en términos de aprovechamiento de gas se tiene un aprovechamiento por arriba del 98% que es lo que establecen los lineamientos.

Y precisamente en cuanto a los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos, este es el esquema que se tiene propuesto donde así es la manera en que están operando. Actualmente tienen aprobados estos recuadros en color rojo que son los puntos de medición provisional. La producción de los pozos se envía a la Batería de Separación Ogarrio 2 donde es separado, hay un rectificador. El gas es medido con placa de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

orificio y enviado hacia la Estación de Compresión Ogarrio, donde se hace el tratamiento correspondiente, se hace el acondicionamiento y pues una parte se envía y se mide a través de placa de orificio con medición referencial ya hacia el Centro La Venta, el Centro Procesador de Gas, y otra parte que igualmente se mide y se regresa como gas de BN para la operación de estos pozos. Por eso mostraba la componente que una parte del gas es enviada ya como proceso de comercialización hacia La Venta y la otra parte se regresa como gas de BN, de ahí que tengan un aprovechamiento mayor al 98%. De igual manera, de la parte de los pozos del bloque A, se envían a la Batería de Separación Ogarrio 5. De igual manera, aquí lo que se tiene es un V-Cone para el tema del gas, el cual igual sigue el mismo proceso hacia la Estación de Compresión Ogarrio y el aceite se envía hacia tanques que es donde está la medición actualmente aprobada, es una medición estática, y de ahí hacia la planta deshidratadora para continuar la medición del ultrasónico que está a la salida de La Venta y de ahí su camino hacia Palomas y todas estas variantes Pajaritos, Salina Cruz o Nuevo Teapa. Eso es como se define la etapa 1 que es donde estarían operando.

Y la etapa dos que básicamente, y esto es importante mencionarlo, es para el cumplimiento de la calidad y presentaron los proyectos de acuerdos que se les solicitan para esta etapa futura. Aquí la diferencia básica es que para poder cumplir precisamente con la calidad, el punto de medición que están proponiendo ya es hasta el CPG La Venta puesto que aquí ya se cumplen con las condiciones especificadas. Y para el tema del aceite, el recorrido es muy similar y el punto de medición sería en el ultrasónico que está a la salida de la planta deshidratadora. Aquí en el recuadro, en la tabla que está en la parte inferior se especifican precisamente la instalación, el tipo de medidor y la identificación. Para el caso de aceite es un ultrasónico, es el PA-900. ¿Qué de diferente hay también? Que se instalan estos medidores de tipo Coriolis, con lo que deja de ser una medición estática para pasar a ser una medición dinámica. Entonces los puntos que se están poniendo a aprobación en este Plan de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Desarrollo cumplen en términos de los Lineamientos de Medición en cuanto a calidad y son el CPG La Venta y el PA-900 a la salida de la deshidratadora en La Venta, Tabasco.

Con relación al Programa de Inversiones, esta es la distribución en actividad de desarrollo, producción y abandono. El total de las inversiones y gastos es de 637.5 millones de dólares. La distribución sería un 25% en la parte de desarrollo que es donde está la perforación de los pozos, un 64% en la parte de producción que incluye la construcción de estas líneas de descarga, intervenciones a pozos y la operación de instalaciones de producción y un 11% en la parte de desmantelamiento de todas estas instalaciones y la totalidad de los pozos, 251 que mencionaba anteriormente.

Los flujos anuales del proyecto se muestran en color negro para el Estado, en color amarillo para el contratista. Los costos totales sería el acumulado de los recuadros azules y el valor contractual de los hidrocarburos, que es el precio considerado por el volumen en cada uno de los años, y eso nos da ese perfil en la curva de color azul. Se toman estas premisas en cuanto a producción de aceite, gas, tasa de descuento del 10%, precio del crudo. Aquí pueden observar una pequeña variación en cuanto al precio de gas que esto es considerando las zonas establecidas por la CRE. Normalmente traemos un valor ahí en el gas de 3 dólares por millar de pie cúbico o en este caso de BTU, pero bueno, revisando esas son unas de las consideraciones que se toman y en este caso es información de la CRE: el valor de la regalía y el tipo de cambio.

En la gráfica anterior veíamos un comportamiento en el valor contractual de los hidrocarburos y mencionaba que es el precio por el volumen. En la gráfica siguiente eso nos da un valor de 3,514.8 millones de dólares (producción por precio). Descontando los 637.5 que es el costo del proyecto que incluye inversiones y gastos, entonces nos quedan 2,877, de los cuales el 54% que representa en 1,550 son para el Estado y el 46%



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

restante que son 1,326 millones de dólares para el contratista. Y los indicadores...

SECRETARIA EJECUTIVA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Nada más para puntualizar. El contratista es la asociación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Entre PEP y la empresa – lo intento nuevamente – Deutsche Erdoel México. Adelante por favor. Para dar cumplimiento a los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos y 39 de la LORCME, se revisa que se den cumplimiento a los siguientes puntos. En cuanto a tecnología y plan de producción para maximizar el valor de recuperación de los hidrocarburos en condiciones viables, hacemos más énfasis aquí al incremento en volumen, porque al haber un reconocimiento por este análisis técnico durante el Plan Provisional de mayor volumen, obviamente el factor de recomendación pareciera que baja, pero es por el efecto de que se está identificando un mayor volumen. Entonces hacemos énfasis en este reconocimiento de precisamente una propuesta o una identificación de mayor volumen y con eso un reconocimiento, una reclasificación de reservas que están en este momento en el proceso de cuantificación.

Con respecto al aprovechamiento de gas, pudimos ver que todo del gas es enviado y una parte se va a comercialización y la otra se regresa para el sistema artificial con bombeo neumático. Adelante. Para acelerar el desarrollo del conocimiento, pues las actividades previstas que hay perforaciones, ya vimos los pozos tipo "J", tipo "S", nos permitirán recuperar en esa propuesta por parte entre DEA y PEP, esta propuesta conjunta, podrán recuperar la reserva 2P que tienen ellos propuesta. Ya veíamos el factor de recuperación que se espera sea en este inicio como una primera versión de 20.6 para el aceite y de gas 36.2. Ahora, es importante mencionar que yo citaba que están considerando una prueba piloto para la inyección de agua, la cual está prevista hacerse en próximos años. Entonces el resultado de la perforación de estos 10 pozos, de la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

actividad que se va a desarrollar y la prueba piloto permitirá replantear al contratista y así lo tienen previsto. Esto está redactado dentro de la información que nos ingresa que en términos no mayor a dos años ellos esperan hacer un replanteamiento con esta información nueva.

Un par de recomendaciones es administrar los ritmos de producción y monitoreo del comportamiento para evitar problemas de conificación de agua. y esto lo hacemos porque hemos identificado a lo largo de historia, estuvimos revisando algunos pozos, ya tienen de un 20% a un 25% de agua. Entonces es importante, como en todos estos yacimientos, un monitoreo del comportamiento de los mismos. Y en cuanto a la estrategia de recuperación mejorada, los volúmenes remanentes de aceite hacen viable la recuperación de algún proceso de recuperación mejorada en esta área, por lo que es importante la actualización de los modelos tanto estático y dinámico, la realización de estudios, las pruebas de laboratorio y sobre todo los resultados que se vayan teniendo de la prueba de inyección.

Estos son la normatividad aplicable. Señalamos normalmente las fracciones o los artículos principales que se deben de dar cumplimiento. Nos aseguramos de que completamente se revisen, incluyendo el contrato como se puede ver en la parte inferior derecha de la lámina. Pero la idea es que se presente el cumplimiento que se da en cada uno de estas leyes y el contrato y lineamientos. Dicho lo anterior, el dictamen técnico que nosotros vemos es en sentido favorable sobre este Plan de Desarrollo. Yo quedo atento a cualquier duda, aclaración y cedo la palabra al Comisionado ponente. Muchísimas gracias.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Antes de entrar a las preguntas que pudieran tener colegas, yo solo destacar que este y el contrato cuyo Plan de Desarrollo para la Extracción aprobamos antes, el





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de Cárdenas-Mora junto con este de Ogarrio, pues son dos herramientas puntuales que la Reforma Energética le dio a Pemex que consiste en hacerse de un socio, hacerse de un socio para inyectarle recursos a un proyecto pues que tiene ya mucho tiempo en el que Pemex estaba en solitario desarrollándolo y es una, me parece una muy buena herramienta – insisto – que la reforma le dio a Pemex con resultados como vimos recién muy favorables al final del día para el Estado en términos de lo que el Estado se queda de las ganancias del proyecto en el que Pemex comparte el riesgo financiero con un socio, en este caso un socio de origen alemán. No voy siquiera intentar repetir la pronunciación a nuestro titular de la Unidad, de la empresa alemana DEA Deutsche.

Y en el caso de Cárdenas-Mora una empresa de origen egipcio, Cheiron Holdings. Entonces creo pues que es una muy buena señal que ahora se materialice ya lo que en su momento esta CNH licitó, así está establecido en el marco jurídico aplicable, que el socio o empresa que va a ser socia de Pemex debe ser resultado de un proceso competitivo de una licitación. Eso sucedió en su momento, hubo una muy importante participación de distintas empresas y ahora los contratistas Pemex con sus socios, la de origen egipcio Cheiron en el área de Cárdenas-Mora y Pemex con este socio alemán en el área de Ogarrio ahora presentan ya sus Planes de Desarrollo para la Extracción pues con inversiones importantes, con una actividad física muy intensa e insisto, con resultados al final, asumiendo pues que esto es un negocio petrolero exitoso, con muy buenos resultados al final tanto para el Estado mexicano como para el propio contratista Pemex y su socio. Solo quería destacar pues esta característica que me parece importante y desde luego estamos a sus órdenes para alguna inquietud o pregunta que pudieran tener colegas. Doctora, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado Pimentel. ¿Algún comentario Comisionados, Comisionado Moreira?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRIGUEZ.- No, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustaría agregar el que cuando se hizo la licitación hubieron varios oferentes y esta compañía ofreció 213 millones de dólares de pago porque todos empataron a la regalía adicional que se tenía como topada al 13%. Entonces ya de inicio Petróleos Mexicanos tiene ahí un cierto monto. Y me quiero referir al pie en donde ponían la regalía para el Estado y la regalía para el operador. Entonces esa regalía al operador, lo dijo bien la Secretaria Ejecutiva, incluye tanto a Deutsche como a Pemex dentro de lo que está a favor del contratista. Pero además hay que considerar ya que hubo un pago de 213.8 millones de dólares cuando se hizo la licitación, que es una gran cantidad. Los dos yacimientos o los dos contratos tanto el de Deutsche como el de Cheiron tienen aceite de muy buena calidad 39 grados API. Son muy buenos. Este último que tenemos tiene una producción de 4,692 barriles por día, ¿verdad? Más o menos eso es el valor, 4,692. Tienen mayor reserva a recuperar, pero le gana el otro, tiene 5,831 barriles por día. Entonces también la gente como que siempre asocia la reserva con la producción y eso no es así. El otro que tiene menos posibilidad de obtener reserva tiene mayor producción. Pero también por otro lado creo que los dos tienen la coincidencia de que están analizando los proyectos de recuperación secundaria y mejorada y aquí en alguna parte de la información que nos pasaron están viendo la inyección de agua como una posibilidad. Entonces eso quiere decir que lo que hoy nos presentan puede ser mejorado más adelante con los estudios correspondientes.

Algo creo que también hay que decir al igual que en el anterior. Vimos dos alternativas y se dice que son las dos alternativas que estudió el operador. Pero no es cierto, pueden ser muchas más las que estudió y nos mandó dos y así lo hacen los operadores, siempre buscan muchas más y nos mandan las que son más atractivas. Entonces bueno, pues creo



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que la reactivación de estos campos está muy pronta, pero además ya al Estado le ingresaron o a Pemex, no sé, no tengo la claridad de cómo está. Pero Deutsche metió 213 millones de dólares y Cheiron 42 millones de dólares nada más por ganar la licitación. Entonces la suma ya son 250 millones de dólares como parte de este proceso licitatorio.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, ese dinero una parte va al fondo Mexicano del Petróleo y hay una parte u otra parte que va directamente a PEP por las actividades que históricamente venía realizando en el área. De manera que sí, es correcto, Pemex recibe recursos frescos de este socio y además el Estado a través o por conducto del fondo pues recibe una cantidad también muy importante de recursos. Son los dos pues.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que yo creo que se podría visualizar como una producción anticipada. Ya el dinero ya ingresó.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, y bueno, perdón.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Sobre esta parte, nada más quisiera señalar que esta evaluación que hacemos respecto a cuánto le toca al Estado y cuánto se queda el contratista ya considera que se pagó un bono en efectivo que es una parte al fondo y que es otra parte a favor de Pemex. Entonces ya incluye eso digamos como un costo del contrato, está ponderando ya eso como costo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, gracias Directora.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero posiblemente lo que falte ahí señalar es que el Estado es Pemex de alguna forma. ¿Verdad?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Correcto, que en realidad esa inversión fue un pago al Estado o a Pemex o al Fondo Mexicano del Petróleo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Entonces no solamente se queda con el 54%, si no se queda con la parte que le toca a Pemex.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- A Pemex, de acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Yo tengo también la observación de que, o sea, sí es muy importante como una recomendación manejar la cuantificación o la certificación de estas reservas, ¿no? Porque un poco de los datos que ustedes nos proporcionan, bueno, que proporcionó el operador es de que las reservas, cuando menos estamos hablando de las reservas 3P, pero se duplican. Se duplican en cuanto a la parte de aceite y se triplican en cuanto a las reservas de gas en 3P. Entonces sí es muy importante que esto se verifique y se certifique porque con base en esto también se está haciendo todo el plan que nos presentaron el día de hoy. Entonces sí es importante que en un momento dado esto se avale por los certificadores y que el plan esté totalmente consolidado por esta certificación que se puede estar haciendo. No sé si va a ser para este año o para el siguiente, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Nada más para comentar, ya está dentro del proceso de certificación de reservas de este año.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, eso estaría estupendo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO MARTÍNEZ.- Por ambos, tanto el de DEA como el de Cheiron ya se encuentra en el proceso de certificación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y eso sería muy buenas noticias también, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y le ponemos la atención debida por lo que acaba de comentar Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si no hay algún otro comentario, Secretaria Ejecutiva nos podría leer la propuesta de acuerdo.

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.15.003/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. relativo al Contrato CNH-A4.Ogarrio/2018.

### **ACUERDO CNH.E.15.003/19**

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 el Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. relativo al Contrato CNH-A4.Ogarrio/2018.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:47 horas del día 5 de marzo de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Décima Quinta Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva