



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTAVA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:39 horas del día 11 de febrero 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, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Octava 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 220.0039/2019, de fecha 7 de febrero 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 modificación de 4 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción, correspondientes a las Asignaciones AE-0381-2M-Pitepec, AE-0382-2M-Amatitlán, AE-0385-2M-Soledad y AE-0386-2M-Miahuapán.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración y el Programa de Evaluación presentados por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionados con el contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.
- II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Plan de Exploración y el Programa de Evaluación presentados por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionados con el contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de 4 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción, correspondientes a las Asignaciones AE-0381-2M-Pitepec, AE-0382-2M-Amatitlán, AE-0385-2M-Soledad y AE-0386-2M-Miahuapán.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes, muchas gracias Comisionada, Comisionados. Pues el tema que traemos ahorita es el dictamen de la modificación de estas cuatro asignaciones de Petróleos Mexicanos. Estas asignaciones se encuentran todas en la cuenca Tampico Misantla, es un área dividida en cuatro más bien y las actividades realizadas anteriormente pues abarcan desde el procesado sísmico de información de Amatitlán, Miquetla y Miahuapán que vamos a ver más adelante, así como estudios exploratorios de plays y modelo de sistemas petroleros. En estas asignaciones se tiene contemplado básicamente una modificación a lo ya aprobado que consiste en perforar un pozo en cada uno de estas asignaciones en un escenario base y en un escenario incremental un pozo más en caso de que así lo decida Petróleos Mexicanos.

Las inversiones varían. De darse el escenario base, más o menos de 105 millones de dólares hasta 204 millones de dólares en el caso de que se implementen en las cuatro asignaciones el escenario incremental.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces si me lo permite Comisionada voy a pasar la palabra al ingeniero Héctor Martínez Lima, Director del Área de Dictámenes de Exploración para que nos dé el detalle sobre estos cuatro planes que se tiene.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Ingeniero Martínez por favor.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Buenas tardes. Con la venia, con su venia Comisionada, Comisionados. Me voy a permitir presentar estos Planes de Exploración que a solicitud de Petróleos Mexicanos nos encargamos de evaluar, dictaminar y bueno, los traemos a consideración de este Órgano de Gobierno y se refiere a las cuatro asignaciones ya mencionadas. Para agilizar un poco la presentación voy a omitir la nomenclatura inicial y me referiré únicamente al nombre de cada asignación.

Inicialmente el fundamento legal que tenemos para dictaminar estos Planes de Exploración radica principalmente en la Ley de Hidrocarburos en su artículo 44; la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículo 39; el Reglamento Interno de la CNH en sus artículos 13 y 27 que son los que le dan las facultades a la Dirección General de Dictámenes de Exploración; diversos artículos de los lineamientos para la presentación de planes, así como el anexo III de la Guía de los Planes de Exploración que se refiere a los yacimientos no convencionales.

En el mapa derecha podemos ver las áreas, las cuatro áreas involucradas en estos Planes de Exploración. Comenzamos con el área de la asignación Pitepec, a la derecha tenemos el área de la asignación Soledad, en la parte de abajo en un tono morado la asignación Amatitlán y hacia el suroeste la asignación Miahuapán.

En este diagrama presentamos la relación cronológica del proceso para dictaminar estos Planes de Exploración. Recordar que estos planes ingresaron simultáneamente y de la misma manera todo el proceso se llevó en paralelo. Todas las reuniones de trabajo que tuvimos, las comparecencias, declaratorias de suficiencia, todo se llevó a cabo en las mismas fechas. Entonces podemos identificar que iniciando este proceso el 25 de septiembre de 2018 Petróleos Mexicanos presentó la solicitud para aprobación de estos cuatro Planes de Exploración. El 9 de octubre de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2019 realizamos una comparecencia donde se identificaron diversos aspectos que el operador nos atendió y con lo cual nosotros tuvimos la posibilidad de declarar suficiencia de información al 15 de octubre de 2018. Sin embargo, adelante, durante el proceso de la elaboración del dictamen técnico identificamos algunos aspectos los cuales tuvieron que ser aclarados por el operador, es por lo cual identificamos cuatro alcances de información para estos Planes de Exploración. El dictamen lo elaboramos entonces a partir de octubre de 2018 y hasta enero de este año para finalmente llegar a este día en que presentamos a ustedes el dictamen final y lo sometemos a su consideración.

Respecto a la ubicación que ya habíamos mencionado, estas cuatro asignaciones se localizan al noroeste de la ciudad de Poza Rica en el Estado de Veracruz en la provincia petrolera de la Cuenca Tampico Misantla. Vemos que las áreas asociadas a cada una de estas asignaciones son 250 km² para Pitepec, 149.5 km² para Soledad, 244 km² para Amatitlán y finalmente 158.6 km² para Miahupán. Las actividades que realizó Petróleos Mexicanos con anterioridad a la presentación de estos planes, es decir en su periodo inicial de exploración, identificamos que en las cuatro asignaciones llevó a cabo estudios de reprocesamiento sísmico correspondientes al estudio Unión Amatitlán-Miquetla-Miahupán (subvolumen). Aquí identificamos las cuatro áreas que procesó Petróleos Mexicanos. Podemos ver que las primeras dos que corresponden a Pitepec y a Amatitlán tienen un cubrimiento de alrededor de 90% del área de la asignación y las dos restantes correspondientes a Soledad y a Miahupán tienen el cubrimiento total de la asignación. Además de este procesamiento sísmico, Petróleos Mexicanos llevó a cabo diversos estudios exploratorios entre los que podemos mencionar la evaluación de plays, la evaluación de sistemas petroleros, la identificación, evaluación y selección de prospectos, así como el diseño de algunos pozos que están documentados para ser perforados en estas cuatro asignaciones. El dato adicional, la elevación del terreno en estas asignaciones varía entre 200 y 700 metros aproximadamente.

Dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio, estas asignaciones abarcan tanto la etapa de la evaluación del potencial petrolero como la incorporación de reservas pues en todas ellas identificamos la perforación de prospectos tanto en su escenario base como en el escenario



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incremental. El objetivo en común que tienen estos Planes de Exploración es evaluar el potencial petrolero, incorporar reservas de aceite y gas asociado a plays no convencionales y tienen documentados diversos estudios para complementar esta exploración. Entre ellos, podemos ver la identificación, evaluación y selección de prospectos, la prueba de prospectos asociados a los pozos a perforar y el diseño de algunos pozos adicionales. Además, cada una de estas asignaciones tiene documentado en su escenario base un prospecto a perforar y adicionalmente en un escenario incremental se ha documentado un prospecto adicional, lo vamos a ver con mayor detalle más adelante. En total tendríamos para las cuatro asignaciones cuatro prospectos documentados para ser perforados y cuatro con la posibilidad de ser perforados en un escenario incremental.

Este árbol de decisiones lo documentó el operador porque en cuatro de los ocho prospectos que tiene documentados con posibilidad de ser perforados existen dos objetivos geológicos. Uno de ellos se encuentra en el Jurásico Superior Tithoniano y otro en el Jurásico Superior Oxfordiano, de tal manera que el operador indica que de acuerdo a este árbol de decisiones finalmente se determinaría si perfora una o dos trayectorias horizontales en cada uno de estos objetivos. Vemos que al inicio de este árbol de decisiones pues Pemex perfora el pozo exploratorio, el agujero vertical se conoce como el agujero piloto, se toma la información de registros geofísicos, se hace la evaluación petrofísica y finalmente se evalúan los dos objetivos geológicos – perdón – para determinar la factibilidad de perforar cada uno de ellos. La decisión es relativamente simple. Si los dos objetivos resultan atractivos, Petróleos Mexicanos indica que perforaría las dos trayectorias horizontales, es decir, va a los dos objetivos geológicos. Y si no, únicamente perforaría el horizonte que resulte con mejores cualidades petrofísicas para ser perforado.

Ahora voy a presentar una serie de láminas que hacen la distinción entre cada uno de los Planes de Exploración y comenzaré con el cronograma correspondiente al Plan de Exploración de Pitepec. En este Plan de Exploración se han documentado dos estudios exploratorios en su escenario base y un pozo exploratorio, así como cuatro estudios adicionales en el escenario incremental y un segundo pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En primer lugar, para los estudios exploratorios tenemos la identificación, evaluación y selección de prospectos, la prueba de prospectos asociado tanto al pozo en el escenario base como al pozo del escenario incremental. Hay dos diseños de pozo conocidos como VCD que corresponden a los prospectos Iscata-1 y a Xanat-1. Asimismo, se ha documentado en el escenario incremental la identificación, evaluación y selección de prospectos asociado a una localización denominada Xipa-1. Y bueno, como ya lo comenté, hay un pozo documentado para ser perforado en el escenario base, el cual es llamado Alaxtitla-1EXP y uno más en el escenario incremental que se denomina Iscata-1EXP. Con estas actividades el operador estaría cubriendo el periodo adicional de exploración correspondiente a dos años. Entonces en estas imágenes sísmicas nosotros podemos identificar para cada uno de los prospectos documentados la trayectoria del pozo vertical como la de la trayectoria horizontal. Identificamos en primer lugar para el escenario base el prospecto Alaxtitla-1EXP, el cual llegaría hasta los horizontes del Jurásico Superior Kimmeridgiano y el objetivo, como lo mencioné anteriormente, está en el Jurásico Superior Tithoniano que es donde perforarían la trayectoria horizontal con una profundidad total desarrollada de 4,545 metros.

Para el prospecto Iscata-1EXP que está documentado en el escenario incremental, la profundidad del pozo vertical es de 3,750 metros y su trayectoria desviada para el objetivo del Jurásico Superior Tithoniano estaría a 4,450 metros y en el Oxfordiano llegaría hasta 4,900 metros. En la tabla podemos ver un resumen de los recursos prospectivos asociados al área involucrada en la perforación de este prospecto. Estos recursos prospectivos serían factibles o se podrían incorporar recursos una vez que el operador pudiera perforar una serie de pozos que están asociados a estos plays que ha identificado como atractivos. Para el pozo Alaxtitla se tienen identificado recursos prospectivos por 23 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y, considerando el riesgo geológico, los recursos a incorporar podrían ser de 18 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el Iscata-1, considerando que hay dos horizontes, se tienen documentados recursos prospectivos por 19 y 38 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para las formaciones Pimienta y Santiago del Jurásico Superior Tithoniano y Oxfordiano respectivamente. Los recursos a incorporar en este escenario incremental serían de 15 y 24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente respectivamente. En



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

total para este Plan de Exploración en su escenario base se tendría una posible incorporación de recursos de 80 millones, perdón, de 56.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente considerando ambos pozos.

En esta lámina mostramos las inversiones asociadas a este Plan de Exploración y vemos que la mayor proporción de las inversiones que destina el operador pues se identifican para la perforación de los pozos. En el escenario base tenemos que para la perforación de pozos se llevaría el 98.3% correspondiente a 18.4 millones de dólares y en total, considerando las sub actividades de general y geología, se tendría una inversión de 18.75 millones de dólares. En su escenario incremental, para la sub actividad general y geología, tenemos la menor proporción de la inversión que corresponde al 0.3% y 0.4% respectivamente y para la perforación de pozos el 99.4%. En total, considerando si se ejecutan el total de actividades tanto del escenario base como del incremental, se obtendría una inversión de 51 millones de dólares.

El siguiente Plan de Exploración es el de Amatitlán. Podemos ver en esta lámina el cronograma que presentó el operador donde de la misma manera se identifican estudios exploratorios y la perforación de dos prospectos, uno en el escenario base y uno en el escenario incremental. Los estudios a realizar son de la misma manera la identificación, evaluación y selección de prospectos, estudios de prueba de prospectos asociados a los prospectos a perforar, identificación, evaluación y selección de prospectos, así como los VCD asociados al diseño de los pozos. También se han documentado la identificación, evaluación y selección de prospectos, especialmente para la localización Yeccan-1EXP y los prospectos a perforar en el escenario base serían Patsay-1EXP y en el escenario incremental Solim-1EXP. Si seguimos por favor.

Aquí podemos ver las secciones sísmicas donde se identifican la trayectoria de los prospectos a perforar. Se identifica también los horizontes que se han identificado como objetivos geológicos. Para el prospecto Patsay vemos que la profundidad del pozo piloto llegaría a 3,915 metros y las trayectorias horizontales son dos, las cuales corresponden a los objetivos geológicos del Jurásico Superior Tithoniano y al Jurásico Superior Oxfordiano. Las profundidades objetivo se encontrarían a 2,885 metros y 3,445 para los objetivos del Tithoniano y el Oxfordiano respectivamente y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en el caso del prospecto documentado en el escenario incremental esta profundidad objetivo estaría a 3,795 metros en el Jurásico Superior Oxfordiano. El tipo de hidrocarburo a incorporar en todos los casos para prospectos del escenario base y el escenario incremental de las cuatro asignaciones corresponde a aceite ligero y para este caso los recursos a incorporar, considerando el riesgo geológico, son en el escenario base para el prospecto Patsay-1EXP de 48.46 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para el prospecto del escenario incremental Solim-1EXP de 26.46 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Respecto a las inversiones asociadas a este Plan de Exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco quiere hacer una pregunta.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pueden regresar una lámina nada más para ver si estoy viendo bien el dato. Me refiero a la profundidad total y a la profundidad del objetivo. Mira, por ejemplo el Solim – ¿sí es Solim? Sí – perfora hasta 5,295 metros y el objetivo está a 3,795. ¿Son qué, 1,500? ¿Por qué perforan 1,500 metros más? ¿Qué es, desarrollado o qué pasa ahí? Porque las mismas, ¿no? Metros desarrollados bajo el nivel.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Lo que pasa es que estaban considerando la trayectoria horizontal. El dato de los 3,795 metros es la profundidad vertical del objetivo y el dato de los 4,445 metros ya incluye la trayectoria horizontal.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, pero a ver. Ve las unidades de la pt y ve las unidades de profundidad del objetivo, son las mismas. ¿Sí? O sea, ninguna dice vertical, ninguna dice desviado. ¿O sí? Si, ya vi, mv y md. ¿No? Ok, está bien. Ya vi, gracias.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Respecto a las inversiones para este Plan de Exploración, identificamos como lo vamos a ver en todos los casos pues la mayor parte de la inversión como sabemos se destina a la perforación de los pozos. En este caso para el escenario base se tiene una inversión total de 36.1 millones de dólares, de los cuales el 98.7% corresponde a la perforación y el restante 1.4% a las sub actividades de general y geología. Para el escenario incremental que considera las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversiones del escenario base, se tendría una inversión total de 55 millones de dólares, de los cuales el 99.1% corresponde a la perforación de los pozos y el restante 0.9% a las sub actividades de general y geología.

Continuamos con el Plan de Exploración de la asignación Soledad. Este es un cronograma de actividades. Como se puede identificar, los estudios son similares. Se tiene la identificación, evaluación y selección de prospectos y la prueba de prospectos del prospecto Akchan-1EXP documentados en el escenario base. Para el escenario incremental se tienen tres estudios más que corresponden a la identificación, evaluación y selección de prospectos, el VCD asociado al diseño del prospecto Takam-1EXP y la prueba de prospectos asociado al pozo a perforar en el escenario incremental. De la misma manera, se han documentado dos pozos, uno en el escenario base que es el Akchan-1EXP y en el escenario incremental el Baku-1EXP.

En estas nuevas imágenes podemos identificar también las trayectorias de los prospectos, sus trayectorias horizontales, verticales y los objetivos geológicos. Para el caso del escenario base en el prospecto Akchan-1EXP, la profundidad del pozo piloto estaría a 2,840 metros verticales y la profundidad de la trayectoria desviada, que incluye esa trayectoria horizontal, sería de 5,025 metros desarrollados. En el escenario incremental tenemos el prospecto Baku-1EXP, el cual tendría una profundidad en su pozo piloto de 2,950 metros verticales y su trayectoria desviada alcanzaría los 4,450 metros desarrollados.

De la misma manera, se tienen objetivos aquí en la formación Pimienta. En este caso en este Plan de Exploración no se documenta el Oxfordiano como un posible objetivo geológico. De tal manera que los recursos a incorporar únicamente corresponden a la formación pimienta del Jurásico Superior Tithoniano y en su escenario base se han documentado 13.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para el escenario incremental 9.75 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las inversiones asociadas a este Plan de Exploración en total para el escenario base serían de 15 millones de dólares, de los cuales el 98.9% corresponden a la perforación y el restante 1.1% correspondería a las sub actividades de geología y general. Para el escenario incremental, el total de las inversiones se estima en 28.9 millones de dólares, de los cuales la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación de los pozos corresponde a 99.4% y las sub actividades general y geología serían el restante 0.6%.

Finalmente les presento el cronograma relacionado al Plan de Exploración de la asignación Miahupán y los estudios exploratorios que se documentaron fueron la identificación, evaluación y selección de prospectos para las localizaciones Tala-1EXP y Jaka-1EXP. Estos estudios corresponderían al escenario base y para el escenario incremental se tiene la identificación, evaluación de prospectos asociados a la localización Ikinin-1EXP y el VCD del prospecto Tala-1EXP. Asimismo, se tiene contemplada la prueba de prospectos para el escenario base del pozo Spun-1EXP y la prueba de prospectos para el escenario incremental del pozo Tiaxe-1EXP que son los que se perforarían en este Plan de Exploración en los escenarios base e incremental respectivamente.

Observamos también las secciones sísmicas que presentó el operador donde se identifican las trayectorias. En este caso ambos prospectos tienen objetivos tanto en la formación Pimienta como en la formación Santiago, por lo cual podemos identificar dos trayectorias horizontales para cada uno de ellos y pues corresponden a cada uno de esos objetivos geológicos. Para el caso del escenario base, el prospecto Spun-1EXP tiene una profundidad del pozo piloto programada de 3,662 metros verticales y la trayectoria desviada para el Tithoniano sería de 4,909 metros desarrollados y para el Oxfordiano de 5,232 metros desarrollados. En el caso del escenario incremental, el prospecto Tiaxe-1EXP tiene un pozo vertical que alcanzaría los 3,662 metros y sus trayectorias desviadas para el Tithoniano y Oxfordiano serían de 4,530 y 4,875 metros respectivamente.

Los recursos a incorporar para el prospecto del escenario base considerando los dos objetivos geológicos son de 26 y 23 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para las formaciones Pimienta y Santiago. Y para el escenario incremental que corresponde al prospecto Tiaxe-1EXP, los recursos a incorporar serían de 18 y 27 millones de barriles respectivamente para los objetivos de la formación Pimienta y Santiago respectivamente.

Finalmente, las inversiones asociadas a este Plan de Exploración. En el escenario base son de 35.3 millones de dólares, de los cuales el 97.3% corresponde a la perforación y el 2.8% restante sería para las sub



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades de general y geología. En el escenario incremental, las inversiones máximas alcanzarían los 69 millones de dólares, de los cuales el 98.6% corresponde a la perforación de los pozos y el restante 1.4% correspondería a las sub actividades de geología y general. Seguimos por favor.

Antes de presentar las conclusiones me gustaría comentar acerca de los Programas de Contenido Nacional y del Sistema de Administración asociados a estos Planes de Exploración, para los cuales en el Sistema de Administración la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente nos indica que el operador Pemex Exploración y Producción cuenta desde el año de 2016 con su CURR, la cual fue asignada por la ASEA en julio de 2017, perdón, fue asignada en agosto de 2016. Sin embargo, para el Programa de Contenido Nacional es importante señalar que a la fecha no hemos recibido el pronunciamiento de la Secretaría de Economía respecto a los Programas de Contenido Nacional para estas cuatro asignaciones. Por lo tanto, una vez que dicha autoridad emita su opinión en sentido favorable, esta se entenderá como aprobada y formará parte del Plan de Exploración. En caso de que sucediera lo contrario de que la Secretaría de Economía emitiera una opinión en sentido no favorable, se solicitaría al operador que modifique sus Planes de Exploración a fin de que dé cumplimiento con los requerimientos que se soliciten.

Finalmente, ya para concluir pues menciono que la ejecución de estas actividades propuestas permitirá generar un mayor entendimiento geológico en las asignaciones, así como los elementos técnicos necesarios para sustentar futuros prospectos exploratorios aunado a la actualización continua de los modelos geológicos-petrofísicos existentes y que en este marco generalizado maximizaría el valor estratégico al término del periodo adicional de exploración en los yacimientos no convencionales. La aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías son acordes con las características geológicas en las asignaciones y esto permitiría sustentar la evaluación del potencial petrolero y la posible incorporación de reservas con la perforación de los prospectos exploratorios siguiendo las mejores prácticas de la industria y además permitirían al operador optimizar sus operaciones para alcanzar los objetivos planteados.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Respecto a la estrategia exploratoria, esta permitiría reducir la incertidumbre geológica y precisar el riesgo exploratorio asociado en estas áreas con el fin de corroborar la continuidad de los plays de interés. Y finalmente, de identificar un descubrimiento derivado del éxito exploratorio, PEP deberá considerar actividades que le permitan evaluar, delimitar y caracterizar los posibles yacimientos a través de programas de evaluación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias ingeniero Héctor. Bueno Comisionados, como ustedes observaron, bueno, las modificaciones de estos Planes de Exploración planteadas por Petróleos Mexicanos para este periodo adicional de exploración en cada una de las cuatro asignaciones pues se ven técnicamente factibles. Desde el punto de vista de las actividades planteadas pues permitirían continuar con el proceso exploratorio dentro de estas cuatro áreas evaluando el potencial petrolero en los plays no convencionales principalmente del Jurásico Tithoniano y, a excepción de Soledad, el Jurásico Oxfordiano. Además, cumple con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos de la observancia de las mejores prácticas para la evaluación del potencial, la incorporación de reservas y la evaluación de yacimientos, por lo que pues sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno de la Comisión pues la aprobación de las modificaciones a los cuatros Planes de Exploración que Petróleos Mexicanos está solicitando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es que hace rato que pedía que pusieran las profundidades pt y la vertical y desarrollada pues veía grandes diferencias. Pero ya entendí es porque hay una extensión horizontal muy grande y seguro es por el tema este de no convencionales y esa sección o esa parte horizontal que se va a perforar de 1,500 metros, 2,000 metros, es debido a esto que son no convencionales y que seguramente requieren o más bien no seguramente, es necesario utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico. ¿No? Esa es la razón de estas secciones verticales extensiones horizontales muy largas, ¿verdad? ¿Sí?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo quisiera ahondar un poquito más en esto. ¿Aquí están proponiendo algún tipo de prueba posterior a la perforación de estos pozos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Prueba de...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De producción.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No. Lo que el operador está mencionando en los planes es que derivado de los resultados por supuesto de la perforación del pozo, y en caso – lo deja muy específico –, en caso de tener infraestructura cercana podría haber la factibilidad de hacer alguna prueba. En el caso de que haya éxito y que haya infraestructura cercana podría conectarlo para hacer alguna prueba, pero lo deja todavía como una posibilidad porque son condiciones distintas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Entonces cuál es el objetivo de hacerlo horizontal?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Por supuesto el objetivo en todos los pozos es que haya producción, bueno, que haya éxito y evaluar y en el caso de que haya éxito y haya infraestructura cercana lo conectarían para ponerlo en una prueba y poder medir los hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero eso no se está aprobando en este plan. O sea, ¿en caso que quisieran hacer ese tipo de pruebas tendrían que venir de nuevo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es lo que mencionaba el ingeniero hace rato. En caso de que Pemex demuestre tener un éxito exploratorio, deberá



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

someter a aprobación el Programa de Evaluación que considere el manejo de esa producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver, yo quizá entonces tenga que regresar. O sea, van a hacer un pozo tipo, o sea, para probar el contenido orgánico de las dos formaciones que por cierto estarían abriendo el potencial de un nuevo play no convencional que es el Oxfordiano Santiago, que eso no está evaluado en México, entonces estarían abriendo un nuevo play no convencional en México. Esto daría pie, o sea, con el pozo horizontal ya se podría ver si se tiene éxito o no desde el punto de vista exploratorio. Si van a hacer un pozo horizontal es porque lo van a probar, o sea, sino no tendría caso. ¿No? Entonces mi pregunta es si nosotros estamos aprobando que se hagan las pruebas relacionadas en estos pozos. O sea, ¿no lo están planteando? O sea, esa es mi pregunta, eh.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Para contestar a su pregunta Comisionada, el operador lo que documentó en todos los casos es la posibilidad de que si tras la evaluación petrofísica se identifican condiciones, se perfora la trayectoria horizontal y en cada trayectoria horizontal se realizaría la técnica del fracturamiento hidráulico para probar estos plays.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En el momento que hacen fracturamiento hidráulico el pozo produce y en ese momento se tendría que ver qué se hace con esa producción. ¿Se tiene considerado en el plan esta parte de la medición de la producción?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Todas las pruebas que documentó Petróleos Mexicanos tienen todos los pasos a seguir durante la prueba determinando por ejemplo el espaciamiento, el número de etapas en la que se realizaría esta práctica del fracturamiento hidráulico y, como mencionaba el ingeniero Rodrigo, de identificar o de tener éxito con estos pozos lo que documentó es que si tiene infraestructura cercana, que no en todos los casos tiene, podría producir estos hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, nomás aclarar esto que estamos describiendo es la terminación del pozo, o sea, como tal. Ya después si se quiere producir, es como un descubrimiento, se tiene que tener un Plan de Evaluación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Pero actualmente sí hay que dejarlo muy claro. En el plan está considerado solamente dos opciones: si hay infraestructura cercana se manejará esa producción derivado del éxito con esa infraestructura; si no hay infraestructura cercana lo único que se hará será manejarlo a través de algunos carro tanques. En todos los casos el operador manifiesta que de haber producción la maneja como parte de una prueba, pero sí está manifestando el hecho de manejar producción como parte de la prueba porque, como bien dice, si hay el pozo horizontal, el fracturamiento y eventual producción se tendría que manejar en superficie. Eso está manifestado en todos los planes, en los cuatro planes, con la diferencia nada más de cómo lo harían.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y otra pregunta que tengo es en qué momento nos van a anunciar a la Comisión que van a encender digamos el switch del escenario incremental.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- La condicionante que ha documentado el operador para todos los casos es que la ejecución del escenario incremental estaría condicionada a que migre sus asignaciones a un contrato. Ese fue.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Podemos poner el cronograma de actividades de Pitepec. Es el primero después del árbol de decisión, no sé qué página. No, de Pitepec. Este. La primera actividad que se va a desarrollar es ya un VCD de un pozo que es el incremental. ¿Entonces este no empezaría si no es un contrato?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así fue como lo documentó el operador.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Pero nosotros qué decimos?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sin embargo, lo que podemos observar que para realizar un estudio VCD en realidad no sería necesario que se lleve a cabo esta migración. Sin embargo, para la perforación de los prospectos sí hace énfasis en que ellos buscarían la migración de sus asignaciones a contratos para llevar a cabo la perforación de esos pozos documentados en el escenario incremental.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero entonces estas actividades no serían incrementales.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí, sí están documentadas como incrementales.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que sucede es que la estrategia que plantea Petróleos Mexicanos en estas cuatro asignaciones es buscar la migración de estas a un contrato. En ese caso es únicamente cuando se materializa el escenario incremental. Si no, estas actividades pues no se darían, nos iríamos sobre las actividades que están ahorita dibujadas en verde. Entonces solamente si les resulta la migración, lo harían.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero mi pregunta por eso dije cuándo, o sea, cómo vamos a saber nosotros que se están yendo por el incremental. O sea, ¿va a haber una notificación hacia la Comisión o cómo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, con la solicitud de migración de estas asignaciones a contrato. En ese momento sabríamos que están tomando la decisión de hacerlo.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Pueden ir a una sección por favor ahí de este pozo si quieren donde se ve los pozos. Ahí por ejemplo estos dos pozos que traen el pozo vertical y después hacen una horizontal. No sé si por ahí va la pregunta doctora de que hacen la vertical y en qué momento sabemos si sí viendo algo atractivo deciden irse por la horizontal, sin hablar ahorita de migraciones ni nada de eso. Es nada más de este pozo, de uno de estos, cuándo se decide o cómo nos avisan que sí se van a ir por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la horizontal o ya está dado de que van a perforar, hacen la horizontal, ya nada más van a decir a dónde se van en la parte horizontal, hacen fracturamiento hidráulico y en su caso empiezan a producir los hidrocarburos ya sea con un ducto o carro tanques o infraestructura cercana, lo que sea.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, el proyecto pozo contempla ambas trayectorias. Es decir, primero el piloto, determinan dónde van a navegar y empiezan la perforación horizontal. Ahí realmente no nos tienen que avisar nada. Cuando se termina el pozo, cuando tengan la terminación del pozo, ahí sí nos tienen que avisar primero de la terminación y si hubo éxito o no del descubrimiento. En tal caso, como hay algunas áreas donde hay infraestructura, se conecta para producir. Sin embargo, nos debe de dar, en ese momento sí nos debe de dar conocimiento a la Comisión del descubrimiento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, simplemente para aclarar. O sea, no convencionales no exactamente es la misma cadena de valor que en los convencionales. La diferencia es de que primero se hace un pozo vertical, el pozo vertical es el pozo exploratorio. El pozo horizontal, o sea la prueba piloto, es lo que ya estaríamos haciendo en la evaluación. ¿Sí? O sea, aquí no hay delimitación del yacimiento en pocas palabras. Entonces lo que estamos autorizando en este momento sería el pozo exploratorio y el inicio, o sea, con el horizontal estaríamos también manejando ya que van a hacer en una parte de evaluación del área. ¿Sí? ¿Entonces estamos autorizando dos en uno?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- De hecho es lo que tratamos de reflejar en una de las láminas donde hablábamos del proceso exploratorio. Por eso decíamos que esta cubría las dos etapas porque en realidad esta actividad que está planteada lleva no solamente el comprobar si existe no con el pozo exploratorio, sino que también ya con las ramas horizontales y el fracturamiento hidráulico eventualmente se llega hasta la evaluación de la productividad.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto. Pero como lo pusieron ustedes era evaluación del potencial e incorporación de reservas. Yo creo que están evaluando, están incorporando y en un momento dado hasta podrían estar empezando a delimitar.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Aquí se requiere realmente evaluar el potencial del yacimiento como tal.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Del área, ¿no? Del play.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno, sí, del play pero digo en su caso de que tengan éxito es evaluar precisamente el potencial de esa vamos a decir sub unidad dentro de la formación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es. Comisionado Franco. Perdón.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Digo, nada más para cerrar un poquito. A ver, es un pozo no convencional, ¿no? O sea, con la pura vertical pudieran encontrar las formaciones con las cuales puedes declarar que se descubrió. ¿No? Sin necesidad de ir a hacer el pozo horizontal y hacer fracturamiento y evaluarlo. Pero aquí pues de una vez se aprovecha, es un pozo no convencional y tiene que ser un tema no convencional. Se hace el vertical, se ve la zona en la cual se puede haber buen potencial y se hacen todas esas actividades que permitan ver si este pozo exploratorio tiene comercialidad o no.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, es una práctica internacional.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, claro, claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Hay que recordar que estas áreas, las asignaciones, las cuatro que estamos analizando son CIEP. Hay ahí bastantes instalaciones, seguramente no tan cerca de donde estás perforando, pero siempre va a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

haber la posibilidad de conectarlas. La parte no convencional efectivamente cuando se perfora el pozo vertical se puede ver en los registros geofísicos el potencial de la zona no convencional, se pueden tomar algunos unos núcleos y ver qué tan promisorio podría ser el poder hacer un desarrollo no convencional. Posteriormente, cuando ya se tiene esa información se perfora el pozo desviado. Pudiera ser, ojalá se dé que se dé el pozo desviado, porque eso quiere decir que sí hay potencial. Pero si no hubiera potencial pues se quedan con el pozo vertical y hasta ahí terminó todo el trabajo exploratorio. Si se hace el pozo horizontal se tendrá que ir revisando de qué longitud deba ser y podrá ser más corto o más largo y también se tendrá que identificar pues todos los *sweet spots* que se vayan atravesando de tal forma que el número de etapas del fracturamiento hidráulico pueda ser definido en la forma más adecuada. Pero hay una cuestión aquí muy importante que se debe considerar, es la rentabilidad y la rentabilidad en no convencionales es menor porque se gasta mucho más en perforar pozos, se gasta mucho más en todo lo que es la terminación.

El planteamiento es de Petróleos Mexicanos, es ir hacia la migración de contrato para poder bajar el pago de impuestos y obviamente habrá que tener posiblemente por parte de Hacienda algún tratamiento especial para los no convencionales. Ahora, creo que es bien importante enfatizar que en la parte de no convencionales no tenemos toda la etapa, ya lo dijo la doctora Alma América no está toda la etapa de la exploración y que después la incorporación de reservas y después la delimitación, después ya la extracción. Al perforar el primer pozo si sale, que ojalá sea así los pozos salgan exitosos, inmediatamente se podrían conectar a las líneas de los otros campos y empezar a explotarse. Es un caso especial, no tendrían que venir a darnos ahora o plantear un Plan de Evaluación tal y como lo tenemos en los convencionales porque aquí cada pozo es un yacimiento. Pero sí tendrán que evaluar todo el play para poder definir pues cuántos pozos van a perforar. Y esta situación del fracturamiento hidráulico en esta área es muy común, la hemos venido llevando a efecto, y digo, la hemos venido llevando a efecto como México a través de Petróleos Mexicanos por muchas décadas. No sería la primera vez que se hace, pero lo que si es que sería un fracturamiento masivo más de los fracturamientos hidráulicos que normalmente estamos haciendo en todos estos campos. Creo que con esta explicación queda más claro el por qué hablan del escenario incremental y el escenario incremental requerirá esta migración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias. Yo nada más quiero hacer una aclaración. Si bien estos planes traen pozos con una extensión horizontal larga para hacer fracturamiento hidráulico y probar su potencial de estos yacimientos o acumulaciones no convencionales, por lo menos mi voto es de acuerdo a la normatividad que existe. Tenemos normatividad en CONAGUA, tenemos normatividad en la ASEA, tenemos normatividad en CNH que permite que el operador que haga propuestas para explotar o evaluar este tipo de recursos, se permite. Y digo, es bien sabido de todos los que estamos al pendiente del sector que a veces se habla sobre prohibir el *fracking* o el fracturamiento hidráulico, pero hasta el momento el tema o el marco legal permite que al operador le demos o le otorguemos autorización de que haga los trabajos cuidando la normatividad existente. Entonces no se vaya a creer que queremos hacer fracturamiento en contra de muchos comentarios que puede haber cuando en realidad estamos todos bajo el marco legal para tomar esta decisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto Comisionado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, lo que sí hay que aclarar es que esta es una etapa exploratoria. O sea, no tiene que ver con una etapa masiva de desarrollo, es una etapa exploratoria para probar un play hipotético, precisamente el Oxfordiano, y un play que ya ha sido probado en otras áreas como el Tithoniano. Nada más para dejarlo claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Ingeniero Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Solo me gustaría precisar un poco más lo que decía el Comisionado Martínez. Efectivamente el operador en este caso Pemex documenta en algunos casos si ya algún diseño de cuál sería la longitud horizontal de esos pozos y un posible número de etapas. Sin embargo, sí deja ver o sí deja claro que será en mediante los estudios VCD que determinará cuántas etapas de fracturamiento hará y qué espaciamiento tendrá, porque ahora no lo saben. Entonces es parte de lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que también decía el doctor Monroy, estamos en la etapa inicial de exploración para ver cuál sería el potencial de los no convencionales en las asignaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto, muy bien.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y perdón. A mí me gustaría enfatizar la gran experiencia que tiene Petróleos Mexicanos con fracturamientos hidráulicos. Es por décadas, miles de pozos que se han perforado y terminado con fracturamiento hidráulico y bueno, en este caso el operador es que está proponiendo el fracturamiento hidráulico y nosotros, como lo comentó el Comisionado Franco, pues estamos muy de acuerdo que esa es la técnica que tiene que utilizarse. Sin esa técnica no hay producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Y yo más pediría que en cuanto a los cronogramas le vamos a dar seguimiento a lo que es mientras no nos den el aviso del incremental, estarían haciendo las actividades base. ¿Verdad? Eso sería. Y para por ejemplo el caso de Pitepec estarían perforando aparentemente, mientras no nos den aviso estarían perforando primero el pozo que aparentemente sería después. Según el cronograma. ¿Sí? ok. 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.08.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación de 4 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción correspondientes a 4 Asignaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.08.001/19

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, último párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación de 4 Planes de Exploración presentados por Pemex Exploración y Producción, correspondientes a las Asignaciones AE-0381-2M-Pitepec, AE-0382-2M-Amatitlán, AE-0385-2M-Soledad y AE-0386-2M-Miahupán.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración y el Programa de Evaluación presentados por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionados con el contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, Comisionados. Este tema del operador Jaguar Exploración y Producción traemos el tema del Plan de Exploración y el Plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Evaluación. Si nos permite, con su venia Comisionada, presentaríamos los dos programas, el programa y el plan, y después iríamos para ver sobre todo la congruencia de las unidades de trabajo que se tienen. Entonces esta área contractual la TM-01 si recuerdan viene de la licitación precisamente donde se pusieron 14 áreas contractuales. Una de ellas es en Tampico Misantla, es esta precisamente a la que se refieren el plan y el programa. Es un contrato de licencia con un periodo inicial de exploración de dos años y el Programa Mínimo de Trabajo, así como el incremento suman 16,100 unidades de trabajo. Si vemos por separado el Plan de Exploración y el Plan de Evaluación, ninguno de los dos por sí solos cumplirían con estas unidades de trabajo. Sin embargo, en la suma de ellos sí rebasarían estas unidades de trabajo. Entonces esta área contractual está en el área de Tampico Misantla como les decía. Esta es un área donde existen tres campos ya muy antiguos, los vamos a ver. Los pozos se perforaron en los 50 y entonces estuvieron produciendo hasta el año 2016 cuando se cerraron estos pozos. Algunos de los cuales son útiles y son los que se van a presentar aquí, se va a ver cuáles son las actividades de exploración y después cuáles son las actividades de evaluación. Entonces para hacer un poco más ameno la presentación, sí me lo permiten doctora, podríamos iniciar con el Plan de Exploración, el cual la maestra Guadalupe del Carmen Alvarado Arias, Directora del Área, nos expondría el Plan de Exploración y un servidor terminaría para exponer el Plan de Evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestra Alvarado, por favor.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Respecto a las actividades que presenta el contratista consideradas en el Plan de Exploración, fueron analizadas conforme el fundamento legal de la Ley de Hidrocarburos, artículos 31, artículo 43 y artículo 44; respecto a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética con el artículo 39; del Reglamento Interno de la Comisión, artículo 27; respecto a los lineamientos obedeciendo los artículos 7, 8, 15, 16 y el anexo I; y las cláusulas contractuales, principalmente respecto a la 4.1, 4.2, 19.3 y 19.5. La siguiente por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El día 3 de septiembre de 2018 el contratista Jaguar ingresó la solicitud de aprobación del Plan de Exploración. El 26 de septiembre se hizo la prevención respectiva. El 17 de octubre atendió la prevención, sin embargo, posterior de esta atención de prevención se tuvieron una serie de comparecencias y reuniones con el operador. Se les declaró la suficiencia el día 3 de diciembre de 2018. Se tuvieron cuatro alcances de la información al Plan de Exploración, la última información La recibimos el día 21 de diciembre y pues prácticamente en los últimos días de diciembre a la semana pasada elaboramos este dictamen para poderlo presentar el día de hoy. Como bien sabemos, esta información también fue remitida especialmente a la Secretaría de Economía para la atención de los temas de su injerencia. La siguiente por favor.

Como ya comentaba por ahí el doctor Monroy, se ubica a 33 km al sureste de Poza Rica, de Hidalgo, Veracruz, ubicado dentro de lo que es la provincia petrolera de Tampico Misantla. Como antecedentes exploratorios, se cuenta con información sísmica 2D y 3D, se cuenta con 41 pozos perforados, estos realmente en un lapso de 1954 a 1956. Como tal, existen 6 pozos exploratorios y 35 pozos de desarrollo. Estos pozos se encuentran distribuidos en tres campos que son principalmente hacia lo que vendría siendo Miguel Hidalgo, Vicente Guerrero y Gutiérrez Zamora. El primer pozo perforado fue justamente el pozo Miguel Hidalgo-1 en el campo Miguel Hidalgo y principalmente estos pozos tuvieron producción en lo que es la formación El Abra, producción de aceite y de gas asociado. La superficie como tal tiene una extensión de 72.393 km² y la elevación del terreno se encuentra desde los 0 hasta los 150 metros aproximadamente.

Dentro de este plan, nos encontramos dentro de lo que es la evaluación del potencial petrolero y lo que es la incorporación de reservas. Como tal, los objetivos que presenta el operador es comprobar la existencia de hidrocarburos en las formaciones Tamabra donde fueron probados justamente estos pozos de los cuales ya mencionamos, pero también como tal tienen el objetivo de evaluar el potencial en las formaciones Tamaulipas Inferior y San Andrés del Cretácico Inferior y del Jurásico Superior Kimmeridgiano en áreas donde justamente no existe esta experiencia de producción comercial en estos horizontes mediante la perforación de al menos un pozo exploratorio. Como ya lo mencionaba el doctor Monroy, el compromiso adquirido por el contratista son de 16,100 unidades de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

trabajo, 3,100 corresponden a lo que es el Programa Mínimo de Trabajo y 13,000 unidades corresponden al incremento al Programa Mínimo de Trabajo.

Dentro de la información que existe, dentro de las actividades que piensa realizar el contratista en este Plan de Exploración considera la compra de información al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, considera también el acondicionamiento de CRP gathers para poder realizar estudios especiales de procesamiento AVO. Como tal dentro de lo que son los estudios exploratorios pues pretende actualizar los modelos geológicos, estratigráficos y petrofísicos, por supuesto que ya como mencionábamos previamente igual son pozos que se perforaron en los años 50. También pretenden hacer una evaluación de los prospectos que han visualizado para hacer una jerarquización de acuerdo a la volumetría que pudieran llegar a incorporar. Los estudios VCD del prospecto exploratorio o de los prospectos exploratorios, dependiendo el escenario que decida ejecutar. Y también realizar diferentes estudios a las rocas y a los fluidos que pudieran obtener de la perforación del pozo o de los pozos como tal. En su caso, de resultar favorable, pues también llevarían a la documentación del o de los descubrimientos. La siguiente por favor.

Como mencionaba previamente, el operador presenta dos diferentes estrategias exploratorias como tal. Estas estrategias exploratorias están en función de los estudios geológicos y geofísicos que realizarán y dentro de estas estrategias exploratorias las dos presentan tanto un escenario base como un escenario incremental. Dentro del escenario base de la estrategia exploratoria 1 se contempla la perforación del pozo Jaguar-001-EXP y dependiendo también de los resultados pudiera derivar hasta en la perforación de tres prospectos exploratorios adicionales. Los nombres son Kayám-001, Pijuy-001 y Mosquerito-001. También en su caso pudiera derivar en dos reparaciones mayores en los pozos Miguel Hidalgo-4 y Miguel Hidalgo-500 para probar el potencial en la formación Tantoyuca. Esto es como parte del escenario incremental de la estrategia exploratoria 1. Dentro de la estrategia exploratoria 2 podría dar paso a lo que es la perforación del prospecto Pijuy-001 en primer orden y dependiendo de los resultados pudiera derivar también en la perforación de tres prospectos adicionales que vendrían siendo Jaguar-001, Kayám-001, Mosquerito-001



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y también se contempla la posibilidad de realizar dos reparaciones mayores para evaluar el potencial en la formación Tantoyuca.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Podemos volver a la anterior. Entiendo que la diferencia nada más es el orden de la primera perforación, o es el pozo Jaguar o es el pozo Pijuy. ¿No? Porque los demás son los mismos. Pero cuál es la razón de perforar uno u otro.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- La volumetría que encuentran respecto a Jaguar es que es más atractiva de los otros tres prospectos como tal.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y por eso perforarían – perdóname – primero Jaguar.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Principalmente Jaguar.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Y qué pasaría para que perforaran primero Pijuy?

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Bueno, estos escenarios están en función tanto de los resultados que se obtengan de los estudios exploratorios. Por ahí comentan de que posiblemente estos estudios no lleven a los resultados esperados y en función de esto ellos moverían sus diferentes cartas. También como tal mencionan de que exista problemas con los pobladores que no puedan llevar al acceso al pozo, que existan problema ya en el momento de integridad mecánica del pozo, bueno, en este caso no es la perforación, pero el caso de la reparaciones mayores que tuvieran problemas en lo que es la integridad mecánica del pozo. Refiere principalmente a que en función de estas situaciones pudieran mover esta estrategia.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, incluso en este escenario Jaguar sería el siguiente pozo a perforar, incluso en este segundo escenario.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Así es.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias.

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

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón. El nombre de los pozos ya es definitivo o se permite poner los nombres que uno quiera o hay regulación para eso.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Exactamente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, en este caso el operador ya sabe de esto y que se tiene que simplemente apegar a los lineamientos de pozos para el nombramiento, el nombre de los pozos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y eso qué será, cuando pidan el permiso?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Exactamente. Cuando venga la solicitud de permiso de perforación del pozo, ahí se les va a indicar como una observación.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- La siguiente por favor, la anterior. Bueno, como ya mencionábamos previamente, dentro del escenario base de la estrategia exploratoria 1 contempla la perforación del prospecto Jaguar, el cual se ubicaría, es este punto rojo como tal en una elevación del terreno de 50 metros sobre el nivel del mar y una profundiza total de 3,900 metros verticales. La intención, bueno, este pozo tiene la intención de probar estos tres objetivos como mencionábamos previamente, la experiencia se tiene en lo que es Tamabra, sin embargo, se ubica dentro de lo que se delimitó en su momento como el campo Gutiérrez Zamora y cabe señalar que de los pozos existentes en el Gutiérrez Zamora solo uno resultó productor. Entonces realmente es un área que está prácticamente sin explorar. El objetivo se contempla encontrar a 2,370 metros verticales y el recurso prospectivo a la media en este objetivo es de 40.25 millones de barriles de aceite y 38.28



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

miles de millones de pies cúbicos de gas, con una probabilidad geológica del 58%. Como mencionaba, no se tiene experiencia en lo que son las formaciones Tamaulipas inferior del Cretácico Inferior ni en lo que es la formación San Andrés del Jurásico Superior. Estas formaciones contempla encontrarlas el operador a 3,460 metros verticales en lo que es la formación Tamaulipas Inferior donde pudieran el recurso asociado a esta formación es de 14.57 millones de barriles y 13.84 miles de millones de pies cúbicos con la probabilidad geológica del 48%. Y respecto al último objetivo que es el de la formación San Andrés, lo contemplan encontrar a 3,535 metros verticales. El recurso prospectivo es de 8.48 millones de barriles de aceite y 9.33 miles de millones de pies cúbicos con una probabilidad geológica del 50%.

Como tal, este prospecto Jaguar se ubica a 5.7 km al noroeste de lo que es Gutiérrez Zamora, bueno, es un pozo que va a hacer con una trayectoria vertical y mencionamos previamente que el objetivo es encontrar aceite y gas en estos tres objetivos. Dentro de las actividades que considera ejecutar en el escenario base de la estrategia exploratoria 1 el contratista, ya mencionábamos por ahí las actividades que van a ser referentes a lo que es la adquisición de la información, las cuales se contemplan en el cronograma presentado en diciembre de 2018. Dentro de los estudios ya mencionamos los estudios VCD, en su caso realizar los modelos estáticos y dinámicos del descubrimiento que conllevaría Jagua-001, las actualizaciones de los modelos estáticos, las actualizaciones de los modelos estratigráficos y petrofísicos de Jaguar-001 y dentro de la perforación del prospecto la tienen contemplada para lo que es junio de 2019. Entre otras ingenierías, bueno, se encuentran las cuestiones de infraestructura, instalaciones y ductos que serían prácticamente a lo que vendría siendo el final de su periodo de exploración.

Así también presenta actividades dentro de lo que el contratista denomina un escenario incremental en la estrategia exploratoria 1, donde se considera la perforación de hasta tres prospectos adicionales, la posibilidad de realizar dos reparaciones mayores en estos pozos que ya platicábamos Miguel Hidalgo-8 y Miguel Hidalgo-400. Para la perforación de estos tres prospectos adicionales pues también conllevaría a los estudios VCD respectivos. En su caso que lleguen también a un descubrimiento, lo que es la elaboración de los modelos estáticos y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dinámicos y también evaluar justamente el potencial de estas formaciones que evaluarían estos pozos. La siguiente por favor.

Respecto al anexo 5 del contrato, se estableció justamente el compromiso del contratista respecto al cumplimiento de 16,100 unidades de trabajo. Como ya lo mencionaba previamente el doctor Faustino Monroy, dentro del escenario base de su estrategia exploratoria 1 las diferentes actividades de las cuales ya hemos platicado llevaría al contratista a alcanzar hasta 13,113 unidades de trabajo en la ejecución de este escenario base. Como bien sabemos, la acreditación de estas unidades de trabajo por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento de todas las actividades factibles de acreditarlas y únicamente en los términos definidos en este anexo 5. En caso de que el contratista llegue a ejecutar el escenario incremental de la estrategia exploratoria 1 con los modelos estáticos y dinámicos que se realizaría, con la perforación de estos tres prospectos exploratorios adicionales y con las dos reparaciones mayores, este escenario incremental pudiera llevar a la acreditación de hasta 35,613 unidades de trabajo. De tal manera que con la unión de las unidades de trabajo del escenario base y las del escenario incremental en la estrategia exploratoria 1 pudiera alcanzar hasta 48,725 unidades de trabajo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una pregunta. Si vemos el mapa que mostraron ustedes donde mostraron dónde estaban los pozos anteriores y los pozos nuevos. Ahí, ahí. Si vemos eso y lo comparamos con el otro mapa donde tenían los pozos ya perforados, ciertamente Mosquerito y Kayam está en área donde no había ningún pozo. Pero uno de ellos Pijuy sí está en la zona donde había mucha perforación. ¿Entonces, o sea, cómo podemos decir es un área nueva si había un montón de pozos alrededor? Específicamente nada más en Pijuy, Los demás sí se ve que están totalmente fuera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Monroy.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Son diferentes niveles?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, aquí van a tres niveles que ya nos explicó la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ingeniera Guadalupe. Sin embargo, los campos se desarrollaron principalmente en la formación El Abra. Uno de los objetivos es Tamabra, es simplemente un cambio de facies de una formación a otra.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, Ok, ya, ya. Queda claro, muchas gracias.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Dos objetivos adicionales abajo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es muy buena noticia que estamos explorando la misma zona pero en otra profundidad.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Lo interesante de enfatizar es que hay instalaciones, lo cual podría maximizar la rentabilidad de los nuevos descubrimientos. Es bueno que haya mucho.

DIRECTORA DE ÁREA, MAESTRA GUADALUPE DEL CARMEN ALVARADO ARIAS.- Respecto a los programas asociados, por lo que hace al cumplimiento de los programas asociados al Plan de Exploración, esta Comisión aún no cuenta con la opinión favorable que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de Economía tanto por el cumplimiento del porcentaje de contenido nacional así como por el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología. Una vez que en su caso dicha autoridad emita las opiniones en sentido favorable, se tendrán por aprobados los programas asociados y formarán parte del Plan de Exploración y del contrato. En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita un pronunciamiento en sentido no favorable, el contratista estará obligado a presentar una modificación al Plan de Exploración.

Respecto a lo que es la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, el Sistema de Administración, en relación con el Sistema de Administración de riesgos mediante el oficio con terminación 0554/2018 de fecha 8 de octubre de 2018, la ASEA indicó que la CURR puede ser una vía idónea para acreditar que el regulado ya ha ingresado una solicitud exitosa para registrar el Sistema de Administración e implementar en las actividades



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se trate. El 23 de noviembre de 2017 la Agencia asignó al contratista la CURR ASEA-PAE17305C.

Respecto al Programa de Inversiones, en el escenario base de la estrategia exploratoria 1 contempla la ejecución, bueno, contempla la inversión de hasta 9.86 millones de dólares dentro de lo que es la estrategia exploratoria 1 y dentro de lo que es la estrategia exploratoria 2 en su escenario base contempla la posibilidad de invertir hasta 7.89 millones de dólares. Y como podemos ver, principalmente se va esta inversión a lo que es la perforación de los pozos.

Dentro del Programa de Inversiones de la suma de estos dos escenarios dentro de lo que es la estrategia exploratoria 1, pudiera llevar a la inversión de hasta 29.59 millones de dólares y es la misma prácticamente para lo que es el escenario, para la estrategia exploratoria 2 tanto escenario base como escenario incremental. Por lo que como conclusiones tenemos que la ejecución de las actividades propuestas, bueno, pues va a permitir obtener mayor conocimiento geológico petrolero de lo que es el subsuelo mediante esas actividades que están orientadas a lo que es la incorporación de las reservas, la mejora de la imagen sísmica y en algunas formaciones pues evaluar justamente su potencial petrolero. Estas actividades van a permitir identificar, analizar y jerarquizar los prospectos exploratorios y, en caso de que la perforación del prospecto Jaguar-001 sea exitosa, pudiera llevar a la ejecución del escenario incremental que, como ya hemos visto, pudiera llevar hasta la perforación de tres prospectos exploratorios adicionales. La aplicación de estas técnicas, metodologías y tecnologías son apropiadas para la etapa en la cual se encuentra esta área contractual dentro de lo que es el proceso exploratorio. En caso de que este prospecto Jaguar resulte exitoso, lleve a un descubrimiento, pudiera incorporar recursos del orden de 10.59 millones de barriles y 10.29 miles de millones de pies cúbicos con una inversión de 9.87 millones de dólares. Y respecto a las unidades de trabajo que se pudieran acreditar, dentro del escenario base de esta estrategia exploratoria 1 pudieran acreditarse 13,112 unidades de trabajo y en el escenario incremental hace 35,612 unidades de trabajo, por lo que en conjunto de los escenarios base e incremental de la estrategia exploratoria 1 pudieran acreditarse en su momento hasta 48,725 unidades de trabajo, dando cumplimiento a lo que es el Programa Mínimo de Trabajo y al incremento en el Programa Mínimo de Trabajo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Por lo que el Plan de Exploración se advierte técnicamente viable toda vez que las actividades planteadas permitirían generar y acelerar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo, la posible incorporación de reservas y maximizar el valor estratégico del área contractual al término del periodo inicial de exploración y cumplen con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, las cláusulas 4.1, 4.2 y anexo 5 del contrato. Por lo que se somete a consideración del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la aprobación del Plan de Exploración correspondiente al contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017 del contratista Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestra Alvarado. ¿Algún comentario Comisionados? Si no, entonces seguimos con el Plan de Evaluación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, con su permiso entonces. Pasaríamos a la presentación del Programa de Evaluación por favor. Es el mismo operador. La siguiente por favor. El fundamento legal es prácticamente el mismo a excepción del artículo 17 en los lineamientos y las cláusulas 5.1, 5.2 del contrato. Entonces es la misma área como ven ustedes ahí. Adelante por favor.

Y nada más para hacer un comentario. Con este operador tuvimos muchísimas reuniones de trabajo, es un esfuerzo que se hizo con ellos como ustedes ven aquí esta línea de tiempo de cuántos alcances, inclusive la última versión integrada del plan nos la entregó hace una semana prácticamente ya todo el plan integrado de evaluación. Entonces aquí sí tuvimos bastante interacción con este operador debido a que no quedaba claro para nosotros cómo iban a llevar este Plan de Evaluación. Adelante por favor.

Bueno, ya comentamos que esta área contractual tiene tres campos: Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero y Miguel Hidalgo. Los pozos pues ya se describieron, la actividad fue en el 1954-1956 la perforación de los pozos, sin embargo, la producción estuvieron produciendo hasta el 2016. Entonces adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿Entonces cuál es el Programa de Evaluación que nos está solicitando el operador en esta área contractual TM-01? Pues es evaluar el potencial de estos campos descubiertos en la formación El Abra que es el yacimiento que se explotó mediante estudios, perforación de hasta dos prospectos que ahorita vamos a ver más adelante y hasta 17 pruebas de alcance extendido en pozos ya existentes y aún en caso de perforar dos pozos que ahorita vamos a ver en qué escenarios, traen dos escenarios, ya serían hasta 19 pruebas de alcance extendido. El Programa de Trabajo ya dijimos son 16,100 unidades de trabajos el total que deben de complementar. Adelante por favor.

Aquí también hay dos escenarios. Desde el punto de vista recuerden este es un Plan de Evaluación, entonces están proponiendo dos estrategias que básicamente es perforar dos pozos delimitadores, el Gutiérrez Zamora-011-DEL y el Miguel Hidalgo-500-DEL. La estrategia 1 incluye primero perforar el Gutiérrez Zamora y después el Miguel Hidalgo y la estrategia dos al revés, de Miguel Hidalgo a Gutiérrez Zamora. ¿De qué va a depender? Va a depender de las condiciones principalmente de los pozos que encuentran alrededor y además de la información que tengan de estos pozos que ya se perforaron para perforar estos delimitadores. Entonces adelante por favor.

Vamos a ver la perforación precisamente de esto. El área de evaluación de Gutiérrez Zamora que está aquí. Esto en azul que ustedes ven es lo que este pozo evaluaría en cuanto a área. Es una superficie de 0.289 km². Es el Cretácico Medio, la formación El Abra es el objetivo y aquí está el pozo Gutiérrez Zamora-011-DEL. Y por otro lado el área de evaluación de Miguel Hidalgo es un poquito más grande de 0.571 km² con el mismo objetivo y la localización a perforar está aquí en rojo. Estas áreas que van a evaluar ahorita vamos a ver adelante tiene varios objetivos, ahorita vamos a ver cuáles. Adelante por favor.

Primero el pozo Gutiérrez Zamora es un pozo que están proyectando con una trayectoria vertical y terminarlo con una trayectoria casi horizontal que navegarían aproximadamente 400 a 500 metros. Esta es una nueva tecnología que quiere probar el operador aquí en este campo particularmente, ver según las características de la formación que es El Abra. Esta formación tiene hasta 10-13% de porosidad. Recordemos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

son carbonatos, son partes arrecifales y ellos quieren ver cómo resulta la productividad de un pozo que puedan perforar horizontalmente. Obviamente pues aquí no se ha perforado ningún pozo con esta tecnología. Esperan un hidrocarburo de aceite y gas asociado, en este caso de Gutiérrez Zamora de 20 grados API y la profundidad aproximadamente serían 2,635 metros desarrollados, 1,940 metros verticales y les decía de 400 a 500 metros la sección horizontal. Aquí lo vemos verdad echado abajo el pozo. Adelante por favor.

En el caso del pozo Miguel Hidalgo-500 igual es una trayectoria vertical y después una trayectoria horizontal aproximadamente igual navegando 400 a 500 metros. Aquí el hidrocarburo esperado son 31 grados API y tiene una profundidad total de 2,800 m desarrollados con 2,290 metros verticales aproximadamente. Adelante por favor.

En cuanto a los pozos. Una vez que todos estos pozos, estos 41 pozos que de dijimos, 6 exploratorios y 35 de desarrollo, ellos estudiaron, decidieron que en 17 pozos de los ya perforados ellos podían hacer alguna prueba, un aforo primero y después ver las condiciones obviamente mecánicas de cada uno de estos pozos. También la parte de poder accesar, el acceso a cada uno de ellos, y entonces están poniendo una jerarquización por posición estructural. Esto quiere decir estructuralmente más arriba los primeros pozos de estos 17. Hay 11 en Miguel Hidalgo que es donde se han perforado más pozos, 4 en Vicente Guerrero y 2 en Gutiérrez Zamora. Perdón Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, perdónenme.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- ¿No? Continúo entonces. ¿Cuál es el objetivo en estos 17 pozos hacer pruebas de alcance extendido? Bueno, primero es evaluar el comportamiento de producción de cada uno de los pozos aparte de las condiciones de ellas, delimitar en estas áreas el yacimiento, recalcular o validar las reservas que se tienen para un posible Plan de Desarrollo, validar las propiedades petrofísicas de la formación, obviamente caracterizar todo acerca de la formación. Ellos tienen una teoría aquí de que hay muchas fracturas naturales, bueno, eso sería uno de los objetivos, también fallas, fracturas inducidas posiblemente por la perforación de los otros pozos, determinar si estas son conductivas, etc.,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estimar la capacidad de flujo en cada uno de ellos de cada uno de los pozos, definir bajo diferentes condiciones la operación al ritmo del avance del acuífero. Uno de los objetivos principales de estos pozos delimitadores es ver dónde está el contacto agua-aceite actual ahorita y si efectivamente está o no está compartimentalizado estos campos. Evaluar la sustentabilidad en el tiempo de gastos rentables con altos cortes de agua. Obviamente si hay irrupción de agua tienen que manejar el agua, inclusive han calculado que la inversión de las instalaciones pueda llegar hasta 30% de la inversión total para el manejo de ellos. Y por último evaluar la eficiencia de la tecnología les decía de perforación horizontal para uniformizar el avance del acuífero y retrasar la irrupción del agua, así como la productividad de ellos. Adelante por favor.

Bueno, estos son la ubicación de los pozos donde ellos planean hacer las pruebas de alcance extendido: 2 en Gutiérrez Zamora, 4 en Vicente Guerrero y 11 en Miguel Hidalgo. Adelante por favor. ¿Cuál es el cronograma de actividades? Aquí sí el cronograma que tenemos está dividido en tres principales, en cuatro principales áreas: la geofísica, la perforación de los prospectos, los estudios y otras ingenierías. En cuanto a la geofísica, es la revisión de los pozos y actualización de la información que ellos tienen en geofísica. En la perforación de pozos está programando en el escenario base el diseño del pozo tipo que van a perforar, la reapertura de aforo de los 17 pozos que decíamos, la perforación del prospecto en su caso y el diseño del pozo tipo de este pozo y la prueba de producción de alcance extendido en estos pozos nuevos. En cuanto a los estudios pues se harían los estudios y selección de los pozos cerrados con posibilidades de apertura y/o estimulación, aquellos estudios y análisis de riesgo en caso para ver las condiciones de reapertura de estos pozos, sus reparaciones y el pozo nuevo. La estimación y certificación de reservas remanentes, reevaluarlas. El muestreo de análisis de fluidos obviamente de todos los fluidos que recuperen en estos pozos, en los ya perforados y en los nuevos. La toma de información como registros, núcleos, entre otros. El modelo dinámico y la caracterización obviamente de roca/fluido. Y entre otras señorías traen la habilitación y adecuación de líneas de descarga o ductos y operación y mantenimiento de las mismas. ¿Por qué? Porque hay infraestructura, pero la infraestructura pues ya vimos de qué edad es. La construcción de instalación y adaptación de esa infraestructura es importante. La habilitación y adecuación de caminos de acceso para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforar en su caso los dos pozos nuevos y la adecuación de localizaciones de pozo. Si ven ustedes, es unas actividades bastantes encaminadas precisamente a evaluar la potencialidad de estos tres campos, más en Miguel Hidalgo. Adelante por favor.

En cuanto al Programa Mínimo de Trabajo decíamos que en el escenario 1 el total de unidades en el escenario base serían de hacerse todas las actividades un poquito más de 9,000 unidades de trabajo. Y para la estrategia 2 varía en 448 unidades, es decir 9,450, porque un pozo tiene más profundidad que otro básicamente. Entonces las unidades de trabajo que deben de cumplir en total más el incremento son 16,100, entonces del desarrollo del total de actividades consideradas en el escenario base, el contratista podría alcanzar hasta 9,450 unidades en caso del escenario base. Además, en conjunto con el Plan de Exploración que ya vimos, independientemente aquí sí de la estrategia por la que ellos vayan en última instancia considerando únicamente los escenarios base de ambos planes, podrían alcanzar hasta 21,000 unidades. Esto quiere decir podrían cumplir con su programa contractual. Sin embargo, individualmente pues no les alcanzaría. En caso de cualquier escenario incremental que se pudiera desarrollar, pues con más razón se cumplirían estas unidades de trabajo. Adelante por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tenemos nosotros 17 pozos que se perforaron en los 50. O sea, tienen 70 años de haberse perforado y que entiendo todavía siguen produciendo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, se cerraron en 2016, ahorita están taponados algunos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, yo sé, yo sé, yo sé. Pero van a hacer una prueba de producción, entonces todavía tienen la capacidad de producir.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es lo que se va a determinar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces obviamente se cerraron porque o era muy poquito o ya no era rentable o era comercialmente inviable. Entonces sí tienen una capacidad de producción llamémosla no comercial. Entonces a la hora en que se hagan esas pruebas y les vamos a resultar que se encuentran alguna característica positiva, ¿cuál sería el siguiente paso en términos de extracción? ¿Habría que volver a perforar, habría que rehabilitar los pozos? O sea, ¿cuál es el siguiente paso? Yo sé que no lo están presentando, nomás una curiosidad mía de ya encontraste, que sí se puede, que se le puede sacar más. ¿Entonces tendrían que presentar qué cosa? Recuperación mejorada o extracción de cierto tipo o no se sabe ahorita.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Doctor, es que dependería del potencial que tengan, por eso son las pruebas, para eso es la evaluación. Si empiezan a evaluar y estos pozos fácilmente empiezan a tener hidrocarburos que le sean rentables a la empresa, pues los va a querer poner producción y ver cómo están las instalaciones pues las adecuaría para ponerlos a producir. Si ve que no hay mucho potencial, igual y piensa en un proceso de recuperación secundaria o mejorada, pero ahorita decirlo pues podemos sacar muchos escenarios de lo que marca la práctica de desarrollo de campos, pero primero necesitamos esa información. Entonces el operador tiene que hacerse de esa información, ver el potencial, ver si de estos 17 todos son digamos atractivos, ver si la integridad mecánica de los pozos le permite operarlos de manera segura. O sea, tiene que empezar a ver. Puede ser que tapone y aproveche la pera, el espacio que tiene ahí para poder perforar, meter otros equipos o simplemente reparar e irse a otro intervalo. O sea, pueden ser muchos escenarios doctor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más para complementar. Y uno de los objetivos de este Plan de Evaluación es precisamente ver la viabilidad económica todavía de estos campos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. En cuanto a los programas asociados de la Secretaría de Economía, en cuanto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, pues recibimos en febrero de 2019



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la opinión favorable respecto a este Programa de Cumplimiento en Materia de Contenido Nacional. En cuanto al Programa de Transferencia de Tecnología, está igual que en el Plan de Exploración, todavía no tenemos su opinión. Sin embargo, una vez que en su caso dicha autoridad emita la opinión pues en sentido favorable se tendrá por aprobado el programa asociado y formará parte de este Programa de Evaluación y del contrato. Adelante. Ah bueno, perdón, perdón. En cuanto a la Agencia pues si ya habíamos comentado que el 23 de noviembre de 2017 la Agencia asignó al contratista la CURR respectiva. Adelante por favor.

Y ahora si me lo permite, con su venia doctora Porres, pasaría la palabra a la maestra Ana Bertha González Moreno para que nos explique el detalle por favor. Perdón, la maestra Bertha Leonor Frías, perdón. Ya le había echado el compromiso a la maestra, disculpe. A la maestra Bertha por favor que nos explique el Programa de Inversiones.

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Como comentaba el doctor Monroy, el contratista propone dos estrategias básicamente, la estrategia de evaluación 1 y la 2. La diferencia entre ambas estrategias es solamente el pozo que se perfora en cualquiera de estos dos ámbitos. Para la estrategia de evaluación 1 propone 17.9 millones de dólares, casi el 60% de esta inversión se va justo a la perforación de pozos, mientras que para la estrategia de evaluación dos la inversión total es de 21 millones de dólares con el 65% a perforación de pozos. La siguiente por favor.

Finalmente para la estrategia de evaluación, la segunda estrategia, bueno, más bien para el caso incremental de cualquiera de las dos estrategias dado que perfora los mismos dos pozos, la inversión es la misma en este caso. Son 32.7 millones de dólares. En este caso, como comentábamos, perforan los dos pozos y el 75.93% de la inversión va justo a esta actividad. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestra.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias Bertha. Bueno, en conclusión pues podemos decir que la ejecución de estas actividades propuestas por el operador pues permitirá acelerar el conocimiento sobre estas áreas, sobre



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

todo por la perforación de los prospectos en su caso de hasta dos prospectos delimitadores, las pruebas de alcance extendido que en su caso serían hasta 19 pruebas de perforarse estos dos últimos pozos y los estudios asociados. El desarrollo de las actividades también permitiría reevaluar estos campos descubiertos pues hace muchos años por Pemex con lo que podría estimar las reservas remanentes que existen en ellos. Con la perforación de las localizaciones, obviamente se obtendría mayor conocimiento sobre esta formación El Abra, ver las facies, el tipo de facies que existen, así como la hipótesis del operador de que tenemos muchas fracturas naturales en esta formación. Y por supuesto la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías. Principalmente estos pozos van a tener un desplazamiento horizontal con estos 400 o 500 metros se vería la efectividad de esta tecnología, de esta técnica de perforación. Y, por último, pues de las actividades previstas en el Programa de Evaluación, la ejecución de la totalidad de las mismas proyecta un total de 9,002 unidades de trabajos para la estrategia 1 en el escenario base y 9,450 para la estrategia 2 del mismo escenario. Adelante por favor.

Con esto pues el Programa de Evaluación se advierte técnicamente factible toda vez que las actividades planteadas pues permitirían conocer mucho mejor estos campos, acelerar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo, evaluar el potencial que tengan todavía remanente estos tres campos y maximizar el valor estratégico de esta área contractual y además pues que cumple con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos. Por lo que sometemos a su consideración Comisionados la aprobación del Programa de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017 del contratista Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor Monroy. ¿Algún comentario más Comisionados? Por favor Secretaria Ejecutiva nos puede leer la propuesta de acuerdo, de acuerdos.”

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.08.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.

ACUERDO CNH.E.08.002/19

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, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Exploración presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., con relación al contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.

ACUERDO CNH.E.08.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracciones XI y XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el Órgano de Gobierno, por unanimidad,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Plan de Exploración y el Programa de Evaluación presentados por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionados con el contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

“TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Buenas tardes otra vez Comisionados. Les propondríamos aquí lo mismo, presentarles el Plan de Exploración si ustedes nos lo permiten y el Plan de Evaluación de este contratista. Es el área 4 de Burgos presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. Es una modalidad de licencia y el área contractual se ubica en el área de cuenca de Burgos, por ahí tenemos el mapa que involucra las áreas y el área cuenta en este caso con 126 pozos perforados en ocho campos, es un área también con bastante actividad. Vamos a ver el Plan de Exploración donde hay dos oportunidades identificadas por el operador y después vamos a ver también el Plan de Evaluación cuáles son las actividades. Entonces si me lo permiten, con la venia de la Comisionada Porres, daría la palabra al ingeniero maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, pero para que nos presente los dos temas para que sea un poco más rápido esta presentación, porque también trae bastantes actividades.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto. Maestro Hernández, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias, buenas tardes. Buenas tardes a todos Comisionados. Bueno, retomando un poco lo que decía el doctor Monroy en aras de hacerlo un poco más eficiente por el tiempo, me gustaría mencionar que es un área muy parecida a Tampico Misantla con las obviedades de las diferencias geológicas, pero en el sentido de que ya tiene campos que fueron explorados y explotados en su momento y se va a hacer algo de exploración. Entonces el fundamento legal es el mismo que vimos en la parte de exploración del contrato anterior, entonces aquí lo único que cabe resaltar pues es que el área está en la cuenca de Burgos justamente tiene algunas otras asignaciones cercanas de Petróleos Mexicanos y un contrato de la misma Ronda, pero de otro operador que es de Iberoamericana. Esta sección roja es la que involucra el área del contrato que vamos a ver ahora del contratista Pantera.

En la siguiente podemos ver la relación cronológica que fuimos llevando con este operador que, como ya lo decía el doctor Monroy, tuvimos mucha interacción con ellos, no va a tener a ver todo, pero la última información que tuvimos de este contratista en el área fue en diciembre del año pasado y entonces lo que restó de diciembre y enero hicimos el dictamen para presentarlo ahora aquí con ustedes. Entonces en el área como ya decía el doctor Monroy se han perforado una gran cantidad de pozos. Aquí se puede ver en el mapa los ocho campos que están descubiertos o que fueron descubiertos en su momento y todos los pozos que están perforados en el área. Son bastantes pozos. Se localiza en Tamaulipas a 86 km al sur de Reynosa y ya se cuenta con información 2D y 3D de sísmica, hay 23 pozos perforados entre 1962 y el 2010, de los cuales 10 han sido productores, 7 improductivos, 5 invadidos y hay 8 campos como les decía. El campo Fósil, Fitón, Ecatl, Granaditas, Ita, Pípila, Rusco y Ternero. Es lo que existe.

Respecto a la cadena de valor de exploración pues nos encontramos entonces desde la evaluación del potencial a la incorporación de reservas ya que se va sobre algunos objetivos conocidos y otros desconocidos, por lo tanto, cubre las dos etapas. Entonces el objetivo del plan es perforar al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

menos dos prospectos. Esos dos prospectos irían hacia una formación que ya es conocida, sin embargo, en otros niveles que todavía no son probados. Recordemos que en esta área de Burgos los yacimientos son compartimentalizados, entonces a pesar de que tengamos algunos niveles conocidos, el hecho de que estas fallas partan los yacimientos no necesariamente los hace conocidos. Entonces tenemos la misma condición que en el contrato pasado, tenemos un Programa Mínimo de Trabajo de 8,300 unidades, un incremento de 21,200 y eso hace entonces que haya 29,500 unidades que se deban de cubrir. El Plan de Exploración por sí solo no los cubre, pero ahora que veamos también la actividad del Programa de Evaluación la suma de ambos ya los va a cubrir.

¿Entonces qué es lo que se propone en este plan? Adquirir información al Centro de Nacional de Información de Hidrocarburos, acondicionar la información que se compre, la información sísmica, hablamos de esa información. Con esa información sísmica acondicionada se harán algunos estudios, sobre todo procesos especiales de AVO o inversión. Se harán algunos estudios exploratorios como evaluación de recursos, los estudios VCD que se requieren para los pozos, el modelo estático y en caso de éxito pues la evaluación económica y la documentación de los descubrimientos. Estos son los prospectos que está documentando el operador en el área. Cintli al norte, Tlalli, Amati en la parte centro norte y Tenoch más hacia el centro de la zona del contrato. Ahora vamos a ver algunos detalles adicionales, sin embargo, en la siguiente ustedes van a ver algo muy parecido a lo que ya se presentó en lo anterior porque es el mismo contratista: un escenario base y un escenario incremental que trae la perforación de un escenario base con estos dos pozos Tenoch y Cintli. En este caso Tenoch iniciaría al mes 6 a partir de la aprobación de este plan y Cintli en el mes 8. En el caso del escenario incremental sería perforar un pozo adicional que es Amatl y aquí están los volúmenes que incorporarían. Ellos esperan encontrar gas y aceite en estos pozos del orden de 10,000 millones de pies cúbicos y 1.1 millones de barriles de aceite ligero y acá en el caso del escenario incremental sería gas del orden de 20,000 millones de pies cúbicos sería lo que se esperaría ahí.

Entonces para el escenario base tenemos estos dos prospectos el Tenoch-001EXP y el Cintli-001EXP que quedan justamente el Tenoch aquí en parte central y el Cintli en esta parte del norte muy cercano a los campos Ita y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Fósil. Son pozos relativamente someros del orden de 2,000 metros. Lo que van como objetivo geológico es buscando el Oligoceno Vicksburg. En el caso del Tenoch una arena que se llama Oligoceno Vicksburg-3 y en el caso del Cintli el Oligoceno Vicksburg-26 que es un poco más profundo. Aquí están los recursos que ya los veíamos en la lámina anterior. La probabilidad geológica pues es relativamente alta ya que son lugares pues algo conocidos con toda la experiencia que se ha tenido de los operadores, bueno, del operador anterior en este caso que ha sido solamente Petróleos Mexicanos.

En la siguiente lámina solamente les presentamos la sección sísmica de este prospecto Tenoch cuya configuración estructural está aquí. Entonces van buscando justamente esta arena que es la OV-3 que es la correspondencia al Oligoceno. Van por supuesto un poco más abajo en la perforación. El objetivo es probar justamente si hay alguna acumulación comercial en ese Oligoceno Vicksburg. La trayectoria del pozo es vertical a 2,100 metros verticales y esperan encontrar aceite y gas. Esa es la propuesta para este pozo Tenoch-001 que está en el escenario base.

Para el caso del Cintli-001 que es el siguiente prospecto, pues tenemos también la configuración estructural que nos presenta el operador. Aquí es donde se ve un poco mejor esta condición que veíamos de los yacimientos compartamentalizados, están fragmentados por estas fallas y aquí van a buscar el Oligoceno Vicksburg-26 que está más profundo. Aquí en esta sección se alcanza a ver el Oligoceno Vicksburg-3 que está más hacia arriba por supuesto y el 26 pues está más profundo, por eso es que la profundidad es un poco mayor. También es un pozo que lleva una trayectoria vertical y se espera aquí la presencia de gas, aquí ya no es gas y aceite, sino solamente gas. El cronograma de actividades que propuso el operador pues por supuesto está dividido en la parte de adquisición y procesamiento de información – recuerden que esto viene desde la compra de información del Centro –, los estudios exploratorios correspondientes, la perforación de los pozos y otras ingenierías que están asociadas con estos pozos. Entonces están la primera adquisición y procesado de información, la perforación de esos pozos y los estudios posteriores a la perforación de esos pozos. Eso es como está calendarizando las actividades este operador.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora bien, respecto de las unidades de trabajo, pues al tener dos escenarios entonces se puede materializar de dos formas. Si contabilizamos las unidades de trabajo en el escenario base de acuerdo con lo que se presenta en el anexo 5 de este contrato, el contratista podría llegar hasta 16,014 unidades de trabajo. Se quedaría abajo del compromiso contractual de 29,500 como sabemos. Aquí está considerando la perforación de estos dos pozos como ya veíamos Tenoch y Cintli.

En la siguiente lámina ustedes van a ver nada más la adición del escenario incremental. En el escenario incremental nos está añadiendo otras 8,000 unidades. Además de estos dos pozos, perfora el pozo Amatl y entonces cubre casi 25,000 unidades, todavía quedando debajo de compromiso contractual. Por eso es que hay un Programa de Evaluación también que da unidades de trabajo. Entonces respecto a lo que ya veíamos de los programas asociados, tanto con Secretaría de Economía como con la Agencia de Seguridad se hicieron las consultas correspondientes. La ASEA pues ya nos dijo que este operador cuenta con la CURR correspondiente. Con Secretaría de Economía todavía no recibimos las opiniones respecto del Programa de Contenido Nacional y de Transferencia Tecnológica, así que quedaran condicionadas como en los casos anteriores en caso de existir esas opiniones en cualquier sentido.

Respecto de las inversiones asociadas de este Plan de Exploración, ustedes van a ver que la mayor parte de la inversión está enfocada a la perforación de pozos. Prácticamente dos terceras partes de la inversión que se está haciendo aquí sería para perforar los pozos. Es decir, de estos 11.3 millones de dólares prácticamente 7.2 millones estarían enfocados a la perforación de pozos, lo cual es lógico hasta cierto punto. Para el escenario incremental pues es más o menos la misma condición, solamente que al haber otro pozo habría un incremento en la inversión de los pozos. Aquí la inversión se va hasta 15.6 millones de dólares porque ya son tres pozos recordemos, pero se mantiene la misma condición. Más de dos terceras partes de la inversión se va a la perforación de pozos.

Entonces podemos concluir que las actividades que presenta este operador para esta área le va a permitir acelerar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo. Si bien ya se tiene cierto conocimiento por las actividades previas desarrolladas, también con la perforación de estos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nuevos dos pozos se van a conocer nuevos niveles para saber su potencial productor. Se van a identificar, analizar y jerarquizar los prospectos que veíamos que presenta aquí el operador. La aplicación de las técnicas, tecnologías que están proponiendo pues son acordes con la etapa exploratoria en el nivel en que se encuentran. Y bueno, en caso de éxito pues se podrían añadir estos volúmenes de los que hablábamos tanto de aceite como de gas con la perforación de al menos dos pozos exploratorios que están en el escenario base. Y respecto de las unidades pues ya veíamos, hay unidades que podría llegar hasta casi 25,000 unidades las actividades, no obstante, se quedan todavía abajo y es lo que vamos a ver ahora en el Programa de Evaluación. Entonces con estas consideraciones nosotros vemos que el Plan de Exploración es técnicamente viable y es por eso la propuesta que traemos de aprobar este Plan de Exploración en los términos que presentó el contratista para este contrato de la licitación 2 de la Ronda 2. Si me lo permiten entonces pasaría al Programa de Evaluación o vemos los comentarios.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pues seguimos y ya al final si hay algún comentario.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno, entonces respecto del Programa de Evaluación pues evidentemente es la misma área, solamente el fundamento legal que estamos utilizando para hacer la evaluación de este Programa de Evaluación cambia respecto de los lineamientos. Utilizamos otro artículo que es el 17 y el contrato también tiene unas cláusulas distintas que son particularmente las que están en la cláusula 5 que hablan del Programa de Evaluación. El resto del fundamento legal es el mismo.

El seguimiento del cronológico de las actividades que seguimos con el contratista para llegar aquí a traerles este Programa de Evaluación pues también nos llevó algunos meses. Desde julio recibimos la solicitud, no obstante, todavía hasta diciembre con la última entrega de información fue que iniciamos el cómputo de las actividades, el 19 de diciembre iniciamos el cómputo para dictaminar este Programa de Evaluación porque fue hasta entonces cuando recibimos la información suficiente para elaborar el dictamen. ¿Entonces qué lo que tenemos como antecedente del área? Ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

decíamos tenemos ocho campos, todos los pozos que están ahí perforados la mayoría de ellos son de desarrollo, muy pocos exploratorios, lo cual es lógico como ustedes saben. Entonces en la siguiente lámina ustedes van a ver que dentro de la etapa exploratoria ahora ya nos encontramos en la caracterización y delimitación. Ya las actividades que están presentadas para este Programa de Evaluación ya están enfocadas justamente a evaluar y delimitar los descubrimientos que se hicieron previamente, sobre todo en los campos Pípila y Rusco que son dos de esos ocho campos que vimos. ¿Cómo se va a hacer? Pues se plantea llevar a cabo algunos estudios, perforar los prospectos para evaluar llevar a cabo algunas pruebas de alcance extendido. Bueno, este es el mismo contrato, entonces por lo tanto las unidades son 29,500 las que deben de considerarse en el cumplimiento.

En la que sigue simplemente van a ver en dónde están ubicados los prospectos de se van a perforar. Como les decía, uno está ubicado en el campo Pípila aquí en el norte y otro está ubicado en el campo Rusco aquí en la parte central del área. Las áreas de evaluación pues son más pequeñas que el área contractual por supuesto y aquí sí van buscando diferentes niveles que ya han sido probados como productores. De nuevo están enfocados en el Oligoceno Vicksburg, solamente que van buscando algunas arenas que ya han sido probadas, la arena A, la 3, la 26, la 28 y en este caso en el campo Rusco la arena 3, todas para el Oligoceno. En el campo del campo Pípila del norte que propone la perforación del prospecto Pípila-106DEL y en el caso del campo que está en el centro Rusco es el Rusco-106DEL. Ahora bien, algunos detalles de cómo se van a llevar a cabo estos pozos son dos pozos que se van a llevar a cabo uno en el campo Pípila. En el campo Pípila se propone la perforación de un pozo vertical que llegaría hasta 2,400 metros y el hidrocarburo esperado sería gas. Este es el que va buscando varios objetivos geológicos a través de su trayectoria vertical, va cruzando por diversas arenas que ya han sido probadas, entonces están buscando la extensión de ese campo en este nuevo bloque que, como ven, está delimitado por algunas fallas. Entonces eso sería para el campo Pípila. Para el campo Rusco que es el que se encuentra en el área central, aquí nada más hay un objetivo geológico que es el Oligoceno Vicksburg-3, el pozo es más somero, solamente va a 1,800 metros porque pues va a la arena más somera. También van buscando un bloque adyacente que es este bloque que se ve aquí en el mapa estructural, es un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

bloque que está adyacente a la zona productora ya, entonces por eso es un pozo delimitador y también esperan encontrar gas para ese caso.

Las actividades que plantea el operador en el calendario pues están divididas en los estudios exploratorios que debe de hacer todavía, la perforación de los pozos y otras ingenierías que ya van enfocadas más al manejo de la producción. Entonces se van a perforar los pozos y posteriormente con la información que se obtenga de la perforación de los pozos se harán los estudios exploratorios conducentes, sobre todo el análisis de las propiedades de los fluidos que se obtengan, las curvas de presión, las pruebas de producción de alcance extendido que se van a hacer y después se haría la construcción de algunas líneas de descarga para el manejo de la producción en caso de que haya éxito en estos pozos. Respecto a las unidades de trabajo que plantea el operador, tenemos los dos escenarios. Como recuerdan ustedes, hay un escenario en donde se perfora un pozo Pípila-106, perdón, el pozo Pípila-106DEL y el pozo Rusco-106DEL, cada uno con sus unidades de trabajo 8,000 más o menos para el Pípila, 6,000 más o menos para Rusco. En total este escenario plantea 14,743 unidades que, sumadas con las que traíamos del Plan de Exploración, pues ya excede lo que por contrato se tenía que eran 29,500.

De nuevo hicimos las consultas con Secretaría de Economía y con la Agencia, ya sabemos que este contratista ya tiene su CURR. Tenemos aquí sí opinión favorable de la parte de contenido nacional para evaluación. No obstante, para el Programa de Transferencia Tecnológica todavía no tenemos una opinión, por lo tanto, también quedaría condicionada al sentido de la opinión que dé la Secretaría de Economía respecto a este Programa de Evaluación. Respecto de la inversión, ¿cómo se visualiza? La inversión en este Programa de Evaluación nos lleva a 7.8 millones de dólares aproximadamente. Esa inversión, dado que están considerando la perforación de hasta dos pozos, pues está entonces una buena parte de la inversión enfocada a la perforación de los pozos. Casi 5.2 millones de dólares estaría enfocado en perforar esos dos pozos, ese es el escenario que se tiene respecto a la inversión.

Entonces con lo dicho pues podemos concluir que estas actividades que el contratista propone pues están enfocadas a tener mejor conocimiento del subsuelo, pero en particular a reevaluar los campos que ya son descubiertos y buscar cuál es la continuidad de esas arenas productoras



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

con la perforación de los prospectos delimitadores que está proponiendo en la formación Vicksburg. Vemos que la aplicación de las tecnologías, las técnicas que están documentando en su programa son aptas de acuerdo a la cadena de valor y con las actividades que trae este Programa de Evaluación de otras 14,000 unidades de trabajo pues se daría cumplimiento ya en conjunto con el Plan de Exploración de las unidades de trabajo que están por contrato. Entonces observamos que el Programa de Evaluación es técnicamente viable toda vez que cumple con todos los aspectos, además de los aspectos legales que se deben de cubrir particularmente los de la Ley de Hidrocarburos y lo que está plasmado en el contrato y por eso es que sometemos a su consideración también la aprobación de este Programa de Evaluación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. ¿Algún comentario Comisionados? ¿No? Fue muy claro. Por favor Secretaria Ejecutiva, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.08.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.08.004/19

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, 31 fracción VIII y 44, segundo párrafo, fracción I 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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se aprueba el Plan de Exploración presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

RESOLUCIÓN CNH.E.08.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., con relación al contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

ACUERDO CNH.E.08.005/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracciones XI y XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Evaluación presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., en relación con el contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al Ingeniero Roberto Castro Galindo, Director General Adjunto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Castro, por favor.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. A continuación, veremos la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del contrato CNH-R01-L03-A20/2016 campo Ricos. En relación a la cronología, la solicitud fue ingresada en agosto del 2018, el 14 de agosto, y el 24 el mismo contratista ingresó un alcance a la solicitud. Se hizo prevención de información faltante el 5 de septiembre y el 26 de septiembre el contratista dio atención a la prevención, declarándose suficiencia de información el 23 de octubre del 2018. En este proceso se consultó a la Secretaría de Energía por el cumplimiento de contenido nacional y a la Agencia (ASEA) por el Sistema de Administración de Riesgos. En este proceso se tuvieron diversas reuniones con el contratista y se registran tres alcances de información para el día de hoy estar llegando a esta presentación de la solicitud de modificación. La siguiente por favor.

Las características principales de este campo. Es el campo Ricos que es el único que está contemplado en esta área contractual. Tiene un área de 23.63 km². La fecha efectiva es el 25 de agosto del 2016 con una vigencia de 25 años, un contrato de tipo Licencia y el contratista es GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. Las formaciones que son productoras en este campo son arenas del Oligoceno Frío Marino y Frío No Marino y el fluido del yacimiento es gas húmedo. El promedio de producción en diciembre del 2018 fue en 2.4 millones de pies cúbicos diarios con seis pozos productores. La siguiente por favor.

En cuanto a la solicitud de modificación, se mantienen las actividades aprobadas en el plan vigente y lo que está considerando el operador en esta solicitud es actualizar el cronograma, el presupuesto y los pronósticos de producción, instalar un medidor tipo Coriolis y una planta de deshidratación, cambiar de ubicación el punto de medición de gas y condensado. Estas actividades contemplan una inversión de 35.5 millones de dólares en el período 2019-2020 para recuperar en ese mismo periodo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

52.9 mil barriles de condensado y 13.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. La siguiente por favor.

Con relación al complemento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, el plan de producción o el Plan que presenta el contratista presenta esta modificación en su cronograma, donde se observan siete perforaciones que ya se le habían aprobado en el plan vigente, la instalación de un medidor tipo Coriolis y un patín de deshidratación. Posteriormente se harán interconexiones a dicho patín y tanto el de medición como el de deshidratación. Se harán adecuaciones relativas al quemador y también se harán adecuaciones en las instalaciones de interconexión de los compresores. Posteriormente, se instalarán tres compresores que le ayudarán a manejar el volumen de producción que están proyectando con la perforación de sus pozos. La siguiente por favor.

En esta gráfica estamos viendo la producción base en esta línea roja oscura y el incremental asociado a la perforación de los siete pozos que están programados en los siete primeros meses después de esta modificación. Aquí se ve el incremental y posteriormente una declinación conforme la tiene el yacimiento. En este periodo 2019-2020 se pretende, como lo mencioné, una producción acumulada de 13.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. La siguiente por favor. En relación al condensado, siguiendo la misma lógica, se observa un incremental asociado a la perforación de pozos con su declinación posterior para acumular 53,000 barriles de condensado. La siguiente por favor.

En cuanto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, en el área contractual se tiene un producto principal de gas húmedo, por lo tanto, el operador pretende recuperar o cumplir con el 100% de aprovechamiento de este fluido. La siguiente por favor. En cuanto a los mecanismos de medición de producción de hidrocarburos, la siguiente.

En este esquema estamos viendo cómo se mide actualmente en el área contractual. La producción de los pozos llega a un separador trifásico. El gas tiene una medición de referencia y entra a un compresor. De este compresor sale del área contractual y es medido con una placa de orificio a la llegada de la Estación de Recolección Reynosa 1 para posteriormente enviarse al Centro Km. 19. Esta en la etapa actual. La siguiente por favor. En la etapa futura después del separador y de la medición de referencia



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

igual llega al compresor al gas y van a instalar un patín de deshidratación y el punto de medición de gas con la tecnología Coriolis. Aquí se hará el punto de medición para posteriormente enviarse el gas a la Estación de Recolección Reynosa 1 y a Km. 19. La siguiente por favor.

En cuanto a los líquidos, los líquidos separados en la actualidad son enviados a tanques verticales donde se almacena el agua y el condensado y estos son enviados por carro tanque y hasta la Batería de Separación Monterrey. Ahí son medidos en un tanque vertical, el condensado es enviado a Km. 19 y el agua se envía a la Estación de Recolección Cuervito donde el agua es tratada y dispuesta a través de un pozo inyector. La siguiente por favor.

En la etapa futura para estos líquidos, después del separador, la medición de condensados se realizará en los tanques verticales para posteriormente seguir con el envío a través de carro tanque como ya lo mencioné hasta la Batería de Separación Monterrey y posteriormente a Km. 19 los condensados y el agua a la Estación la Recolección Cuervito.

En cuanto a las inversiones, se observa que el mayor porcentaje está o se ubica en la perforación de los pozos en la actividad petrolera de desarrollo con un 90% y la producción o la actividad de producción contempla un 10% donde se observan gastos en actividades generales y operación de las instalaciones de producción. La siguiente por favor.

En cuanto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se precisa que esta modificación mantiene las actividades encaminadas al desarrollo del campo Ricos, donde la producción que se espera son de 13.2 miles de millones de pies cúbicos de gas a la fecha de vencimiento del plan, lo que representa un incremento en el factor de recuperación de 22.76% a 36.22%. En cuanto a las tecnologías, la utilización del patín de deshidratación, el medidor tipo Coriolis y el medidor de turbina pues le permitirán al contratista entregar al gas en la calidad requerida, medirlo con la incertidumbre también requerida y contar con una trazabilidad metrológica. Y finalmente los mecanismos de medición cumplen con los requerimientos del artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y adicionalmente se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuenta con opinión favorable de la Secretaría de Hacienda sobre la ubicación del punto de medición. La siguiente por favor.

Derivado de este análisis, se emite un dictamen técnico en sentido favorable respecto a la modificación al Plan de Desarrollo asociado al contrato CNH-R01-L03-A20/2016 campo Ricos presentado por el contratista GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Castro. ¿Algún comentario Comisionados? ¿No? Por favor Secretaria Ejecutiva, nos podría leer la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.08.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

ACUERDO CNH.E.08.006/19

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 la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. para el contrato CNH-R01-L03-A20/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 14:50 horas del día 11 de febrero de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Octava 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

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva