



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:06 horas del día 6 de agosto del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 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 y Héctor Moreira Rodríguez, Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0646/2019, de fecha 5 de agosto 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 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

La Comisionada Porres informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 54 del Reglamento Interno de la CNH, propuso al maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, para que funja como Secretario en esta sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A continuación, la Comisionada Porres preguntó al Secretario designado para esta sesión, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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 al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la asignación AE-0040-2M-Tesechoacán-02.
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Plan de Exploración, el Programa de Trabajo y el Presupuesto 2019 asociado al mismo, presentados por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la asignación AE-0007-2M-AMOCA-YAXCHÉ-05.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui-1DEL.
- II.5 Programa Bienal de Mejora Regulatoria de la CNH 2019-2020.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la asignación AE-0040-2M-Tesechoacán-02.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias Comisionada, buenos días Comisionados. Les traemos algunos detalles adicionales a lo que ya presentó el operador en este caso de la Asignación AE-0040 que es Pemex Exploración y Producción para la modificación de su Plan de Exploración. Si avanzamos en la que sigue. Vemos solamente el fundamento legal con el que procesamos esta solicitud que hace Pemex que está fundamentado en la Ley de Hidrocarburos por supuesto, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el propio reglamento de la Comisión que faculta a la Dirección General a traer al Órgano de Gobierno el dictamen y los lineamientos que regulan este procedimiento que es importante nada más mencionar que dada la fecha en que ingresó este dictamen, este plan perdón, lo estamos desahogando con la versión previa de los lineamientos. Entonces por eso es que estos artículos, si lo revisan con los nuevos, pues quizá no sean correspondientes, pero es por esa razón.

El área que vamos a revisar ahora es esta área que está con este color como rosita coral. Es un área que se encuentra en el sur de Veracruz y tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

colindancias con otras Asignaciones del mismo Pemex Exploración y Producción. Estos polígonos que no tienen solidez, pero que tienen la línea verde, son otras Asignaciones exploratorias que circundan al área AE-0040. Traslapando esta área de exploración se encuentran también tres Asignaciones de extracción para los campos El Treinta, Bedel y Gasífero en esta zona. Y no colindante, pero cercano, están dos contratos de la ronda 2 de la licitación 3, donde el operador es Shandong.

En la que sigue vemos nada más algún detalle adicional acerca de la localización geográfica que tiene este bloque o esta Asignación. Se encuentra en algunos municipios de Veracruz al sur del estado, en los municipios Juan Rodríguez Clara, San Juan Evangelista, Playa Vicente e Isla. Aproximadamente está a 87 km al suroeste de Coatzacoalcos y está dentro de la provincia petrolera de la Cuenca de Veracruz. Recordar que tiene un plan vigente que fue autorizado para el periodo adicional de exploración, el mismo que fue autorizado por este Órgano de Gobierno a principios del año pasado con la resolución que ustedes pueden ver ahí. Este bloque tiene una extensión aproximada de 1,168 km² y sus elevaciones son relativamente bajas, entre 30 y 190 metros sobre el nivel del mar. Si vemos en la siguiente, vamos a ver en qué etapa nos encontramos en esta zona.

Estamos en una etapa en donde ciertas áreas todavía se encuentran en evaluación del potencial. No obstante, hay algunas que ya están en la fase de incorporación de reservas porque ya hay, como vimos, algunos campos que denotan la existencia de hidrocarburos. Entonces por eso es que los objetivos de la modificación de este plan es, uno, dar continuidad a las actividades previamente aprobadas, las que ya están aprobadas obviamente en el plan en esta Asignación. La inclusión de nuevas actividades asociadas a la continuidad de estas actividades y evaluar el potencial petrolero del play Terciario que está identificado en el área en uno de los nuevos prospectos documentados. Entonces como actividades exploratorias tenemos que hay procesamiento sísmico, estudios exploratorios y la perforación de pozos. El procesamiento sísmico tiene un escenario incremental en donde estarían realizando el procesado de 726 km². En cuanto a los estudios exploratorios, en el escenario base se consideran tres estudios, en el escenario incremental otros dos. En tanto que para la perforación de pozos se considera un pozo adicional que es el Bedel-101, que es justamente un pozo que no estaba considerado en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

plan anterior y que ahora se considera como una actividad adicional. Y en el escenario incremental, se conserva un pozo que ya estaba que es el Nadipa-1 o un prospecto que ya estaba ahí puesto. En la siguiente vemos cómo están calendarizadas estas actividades.

Es claro que este cronograma, al ser el que ingresó el operador oficialmente, está desactualizado. Estamos nosotros colocando en el dictamen que el cronograma deberá ser actualizado. No obstante, nos sirve para reflejar cuál es la lógica de los trabajos. Ustedes ven con este color azul las actividades que ya se realizaron y que no son materia del presente dictamen. No obstante, las actividades del escenario base que son las que están con verde, que es la identificación y evaluación de prospectos, el VCD del pozo que se perforaría y la perforación del propio pozo Bedel-101 que es el que está en el escenario base. Lo que está con color gris es lo que les mencionaba hace un momento respecto del procesado de información sísmica 3D y algunos estudios adicionales que darían sustento a la perforación del prospecto Nadipa-1. Esta es la lógica que tiene PEP para lo que le resta del tiempo de esta Asignación.

Ahora bien, respecto a los prospectos, como veíamos son dos los que están en el área. Aquí los vemos en el mapa. En la parte sur de la Asignación vemos justamente al sur del campo Bedel ahí está el puntito que hace referencia a este prospecto Bedel-101 y en la parte centro occidental del bloque está este otro pozo que sería Nadipa-1 que es el del escenario incremental. En cuanto a los recursos asociados al prospecto Bedel, tiene principalmente dos objetivos en el Mioceno Medio. Uno a 3,000 metros aproximadamente y el otro a los 3,900 metros. De los diferentes niveles que estarían cruzando y probando en esta perforación, los recursos prospectivos estarían en el orden de 50 millones de barriles. No obstante, la incorporación una vez que se hace con el riesgo, sería alrededor de 8 millones de barriles de crudo equivalente. En tanto que el prospecto Nadipa es un prospecto más somero, sin embargo, el recurso asociado al mismo es sensiblemente menor. Entonces por eso es que están considerando el prospecto Bedel-1, Bedel-101 perdón, como su escenario base. En la que sigue vemos algunos detalles de cómo está la configuración en el subsuelo de este prospecto Bedel-101.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El objetivo, como les mencionaba, es comprobar la existencia de hidrocarburos en las rocas del Mioceno Medio. Si recuerdan, al norte de este prospecto hay un campo que tiene este mismo nombre que es Bedel. Este prospecto va a probar la existencia en un bloque que es mucho más profundo que el campo Bedel, por eso es que tiene ese nombre de 101. La profundidad del objetivo están les decía a 3,000 y más o menos a 3,900. La profundidad total programada es de 4,900. La elevación del terreno es de 96 metros y es un pozo con una trayectoria desviada, no es una trayectoria vertical. Entonces aquí vemos en la sección sísmica cuáles serían los dos objetivos que están persiguiendo, ambos en el Mioceno Medio, ahí se observan. Y estos son los mapas de extracción de amplitudes de los paquetes sedimentarios que tienen que ver con depósitos sedimentarios de abanicos submarinos que es lo clásico digamos respecto al ambiente sedimentario de esta zona para este nivel estratigráfico.

Respecto del pozo o del prospecto Nadipa, es un prospecto digamos geológicamente análogo al anterior, solamente que por la localización geográfica en donde se encuentra al estar más al Norte, entonces el objetivo estratigráfico está más somero. También va al Mioceno Medio, nada más que aquí la profundidad es alrededor de 2,440 metros. Aquí el pozo sí sería vertical y en ambos casos espera encontrar aceite y gas como hidrocarburo de estas perforaciones o lo que se espera encontrar. Ahora, si avanzamos.

El Programa de Inversiones que se presenta asociado con estas tareas se detalla nada más en las subactividades de general, geología y perforación de pozos. Como observamos ya en las tareas que se van a llevar a cabo o en las actividades, pues la perforación de pozos es la principal. Por eso es que para el escenario base el 91% de la inversión que se erogaría, que es alrededor de 10 millones de dólares, sería para la perforación de los pozos. En tanto que, de llevarse a cabo el escenario incremental, se considera la perforación del pozo Nadipa-1 y por eso es que la inversión pues casi se duplica. No solamente es por el pozo, si ustedes ven también se agrega la actividad de geofísica que, como veíamos, hay un procesado de información geofísica, entonces aparece este rubro y por eso es que la composición de la inversión pues se vuelve un poco diferente. No obstante, la perforación de los pozos pues es la que manda digamos en esta distribución de la inversión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora, respecto a los programas asociados. Revisamos con la Secretaría de Economía que el programa asociado respecto al cumplimiento del contenido nacional se estuviera cumpliendo. La Secretaría de Economía nos dio su opinión favorable al respecto. Asimismo, con la ASEA revisamos que el operador tuviera su solicitud del Sistema de Administración vigente. Entonces en ambos casos se cumplió ese programa asociado.

Entonces, como conclusiones de este Plan de Exploración o de esta modificación al Plan de Exploración vigente, vemos que la modificación de este plan básicamente persigue dar continuidad a las actividades exploratorias que Pemex está desarrollando en esta área, incrementando algunas actividades tanto en su escenario base como en el escenario incremental. Con esto pues se continuaría con la evaluación del potencial en algunas zonas y la incorporación de reservas o recursos en otras. La ejecución de estas actividades por supuesto traerían mayor conocimiento geológico del subsuelo y podría llegar a incorporar del orden de 8 millones de barriles de crudo equivalente en el caso del escenario base con una inversión asociada de cerca de 10 millones de dólares.

Entonces finalmente pues advertimos que el plan es técnicamente factible toda vez que las actividades que se plantean – si vamos a la siguiente por favor – permiten maximizar el valor estratégico de esta Asignación, por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación de la modificación de este Plan de Exploración asociado a la Asignación AE-0040.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctora. Una pregunta. Se dijo en la exposición que el tema del cronograma por los tiempos en los que el asignatario presentó esta modificación no se habían actualizado y que, bueno, una petición era pues que se actualizara. Y bueno, entiendo que la modificación sustancial es que van a, la intención es perforar un pozo que no estaba previsto. ¿Cuánto tiempo tomaría la perforación de ese pozo? Digamos, en un escenario yo sé que es variable, yo sé que no necesariamente es fácil contestarlo, pero ustedes concluyen que es técnicamente factible la modificación. ¿Cuánto tiempo están ustedes pensando que podría tomar la perforación del pozo Bedel-101?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En ambos casos, revisando la información que nos presentó Pemex vemos que... aquí lo agrupamos en los dos tanto para Bedel como para Nadipa, pero en el desagregado sabemos que ahí adentro está el movimiento de equipo, la perforación del pozo y la terminación del mismo. Sería alrededor de cuatro meses, es lo que se está considerando, que son los tiempos que sí traen aproximados en esa zona.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK. Digo, la pregunta es porque yo lo he venido diciendo de manera reiterada. Hemos aprobado ya modificaciones a Planes de Exploración, lo hemos hecho de manera reciente y siempre se incluye en la resolución que el asignatario deberá tener título jurídico para llevar a cabo las actividades que se prevén en su modificación. Y eso lo hemos incluido pues porque está a la vista el vencimiento de la ronda 0, del periodo adicional para las Asignaciones de exploración en ronda 0, que recordemos concluyen el 27 de este mes. Pues acá me parece que estamos ya, o sea, dando un pasito más allá. Son cuatro meses, para que concluya la ronda 0 quedan 21 días. Es decir, es evidente pues que estamos aprobando, en caso de que así suceda, una modificación respecto de un Plan de Exploración que rebasa ya claramente el plazo que tuvo, todavía tiene, que tiene el asignatario para ejercer o ejecutar las actividades petroleras durante su etapa de exploración con la que hoy cuenta.

Es decir, a diferencia de modificaciones anteriores en donde los cronogramas resultaban a lo mejor muy apretados, pues yo dije en su momento no encuentro razón para no votar favorablemente. Porque si bien están apretados los cronogramas, pues lo cierto es que, digamos, había la posibilidad de que el asignatario diera cumplimiento en tiempo a las actividades que se estaba comprometiendo. Acá no es el caso. Acá ya claramente nos están presentando una perforación de un pozo que excede pues en más de tres meses el plazo máximo que tiene el asignatario contemplado en la Constitución. Yo creo que esto sí ya no es jurídicamente válido. Entiendo que técnicamente el pozo no tiene ningún problema. Entiendo que por eso la conclusión de su dictamen es que es técnicamente correcto el diseño del pozo, es una cuestión solamente de tiempo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Insisto, de aprobarlo estamos obviando el plazo máximo que la Constitución previó para las Asignaciones de exploración de Pemex que concluyen el 27 de agosto próximo. Autorizar o aprobar una modificación de un plan que digamos desdeña o hace caso omiso de este plazo máximo creo que no es jurídicamente correcto y por esa razón – insisto, reiterando que técnicamente el pozo no se le ve ningún problema, solamente por el tema del tiempo que está encima y que claramente estaríamos excediendo de autorizar esta modificación del Plan de Exploración – es que mi voto sería en contra. Y pues las razones que acabo de dar serían la justificación del sentido de mi voto. Muchas gracias doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No todos los Planes de Exploración caen en ese caso. O sea, en este caso ellos tienen bastante tiempo. Ellos tienen una Asignación que va a durar 27 años, entonces en este caso no aplica, no pertenece al grupo de las Asignaciones que terminan el 27 de agosto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, perdón. Es que como hemos visto otros casos con el doctor de Asignaciones que sí traen el periodo desfasado digamos, a lo mejor por eso la confusión. Pero esta Asignación sí finaliza el 27 de agosto.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, ¿sí finaliza?

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que aquí lo que nos mandaron es que la vigencia es 22 años a partir del 27 de agosto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que si uno lee los títulos, efectivamente marcan una vigencia a partir del momento en que se otorgó por hasta 25 años y entonces, pero esa vigencia supone que el proceso de exploración y extracción va ocurriendo y entonces la Asignación pasaría a extracción y por eso es que tiene una vigencia mucho mayor. Sin embargo,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como lo refería el Comisionado, pues sí hay un apunte ahí en la Constitución acerca de la parte exploratoria.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Nomás un comentario con respecto a la posición del Comisionado Pimentel. Efectivamente sabemos que las actividades ahorita se están dando como quiera hasta el periodo del 27 de agosto. Es decir, tenemos todavía o el operador tiene para desarrollar sus actividades hasta el 27 de agosto. Actividades como estas de perforar un pozo obviamente rebasan efectivamente el tiempo. Sin embargo, nosotros estamos proponiendo aquí que se resuelva en sentido favorable la aprobación de esta modificación debido a que en la resolución pondremos la nota donde una vez que se cumpla el 27 de agosto el operador podrá continuar sus actividades siempre y cuando cuente con los derechos de exploración y extracción. No sé si el jurídico nos podría apoyar más en esto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Si, gracias Comisionada. Comisionados, buenos días. Efectivamente el supuesto que estamos proponiendo para la aprobación de este acto es similar a supuestos anteriores en los que se condiciona la continuidad de las actividades exploratorias a que se cuenten con los derechos que otorga cualquiera de los dos títulos por medio de los cuales se pueden realizar estas actividades, ya sea un Contrato para la Exploración y Extracción o una Asignación. Este caso, si bien el cronograma parecería más apretado a lo mejor que algunos casos anteriores, jurídicamente sí cae en el mismo supuesto en donde todavía tenemos vigente el periodo de exploración porque aún se encuentra vigente hasta el 27 de agosto. Estamos aprobándolo dentro del periodo vigente y sí, condicionando a que al momento que se termine esa Asignación que ocurre como bien han comentado el 27 de agosto, se tenga el título habilitante para continuar con estas actividades. Entonces, si bien el cronograma puede parecer más apretado y eso puede generar digamos un elemento adicional de complicación, el supuesto jurídico es el mismo y la condición que estamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estableciendo ha sido la misma que hemos establecido en ocasiones anteriores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Otro comentario es el operador nos ha enfatizado en que están listos ellos ya para comenzar la perforación del pozo en caso de que este Órgano de Gobierno así lo resuelva. Ya la solicitud de perforación de este pozo está en la Comisión. Estamos esperando nada más pues la resolución favorable de este Órgano de Gobierno para esta modificación e inmediatamente seguramente en la próxima sesión o en dos sesiones, si así lo considera el Comisionado ponente, pues se subiría el pozo también para su autorización.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo quisiera hacer un comentario respecto al cronograma que nos presentaron. O sea, las actividades de exploración y los cronogramas que aquí nos presentan y los que aprobamos, como lo hemos dicho en muchas ocasiones, no están escritos en piedra. ¿No? Y, según el cronograma que nos presentaron, en realidad todo hace ver que de la identificación, evaluación y selección de un prospecto que tenían visualizado, digamos no fue el prospecto que ellos esperaban desde el punto de vista de la documentación que tuvieron. Por lo tanto, ellos hicieron un procesamiento sísmico. O sea, según lo que yo estoy viendo en el cronograma. ¿No? Y para eso están ellos considerando que después de este procesamiento sísmico, o sea que ya ocurrió, están viendo otra posibilidad diferente a la que ellos habían previsto inicialmente y esto es el nuevo prospecto que están manejando que es Bedel-101.

Así es, digamos, así es la exploración. O sea, lo que ellos pudieron haber visualizado de inicio, no necesariamente está escrito en piedra y tuvieron que mover su prospecto. ¿No? Yo también tenía y bueno, tienen todavía digamos parte de este mes para hacer algún tipo de evaluación y, con lo que tenemos ya escrito en esta y en otros planes que hemos evaluado y presentado, creo que está segura la Comisión digamos en nuestro voto, o sea cada quien en el sentido que lo vaya a hacer, que no hay ningún problema por lo que se vaya a votar. ¿No?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Yo tengo aquí también un comentario en cuanto a si nos pueden aclarar. Bedel dice que va a ir a una profundidad mayor que el posible prospecto Nadipa. O sea, más o menos dice 4,199 metros desarrollados o 3,910 metros verticales. ¿No? Y el pozo Nadipa va a 2,400, 2,700 metros totales. En el otro son 4,900 o 4,300 verticales. ¿No? Sin embargo, el costo o la inversión que están considerando para la perforación de los pozos está totalmente inversa. O sea, al revés pues. Dice que la perforación del pozo primero que es mucho más profundo es de 9.2 millones de dólares y la otra está como casi 16 millones de dólares. ¿Sabemos por qué?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En el escenario incremental es la sumatoria del pozo de 9 millones más 6 millones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, son incrementales. O sea, necesariamente van a hacer el base y el incremental. Ah, perfecto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí. Quizá nos faltó poner la nota que el escenario incremental incluye la inversión del escenario base. Nos faltó eso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, perfecto. OK, OK, o sea, dije yo por qué subió tanto. ¿No? Pero entonces en realidad son como 6 millones. Perfecto, muy bien. No sé si algún comentario.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una pregunta.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El pozo Bedel-101 va a buscar un prospecto de Mioceno Medio a 3,910 metros verticales, pero el pozo va a llegar a 4,300. O sea, eso son del orden de 400 metros más abajo. En cambio, el pozo Nadipa-1 la profundidad vertical va a ser 2,440 y así está especificado que el Mioceno Medio está a 2,440. Entonces mientras en Nadipa-1 va directamente al objetivo, el otro se pasa 400 metros. ¿Cuál es la razón por la cual lo quieren hacer más profundo? No solamente llegar a 3,910, sino bajar hasta 4,300 metros. ¿Hay alguna razón ahí técnica?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí. Aquí en este caso lo que se pretende es poder explorar todo ese paquete arenoso que se observa en la línea. La cima, como bien dice, pues comienza a 4,199 metros desarrollados en este caso. Pero viene una sucesión ahí de cuerpos arenosos y es lo que quieren. Por eso es de que se está profundizando este prospecto, queriendo tener la mayor información de estos cuerpos arenosos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero bueno, sin embargo en el Bedel-101 hacen esa estrategia, pero en el Nadipa-1 pues no, nada más llegan hasta la profundidad a la cual andan investigando que es Mioceno Medio y que va a 2,440 metros. Es que perforar 400 metros tiene sus implicaciones en costos y pues precisamente es entender un poco por qué esas diferencias en los dos pozos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Quizá no sé si en el dictamen quedó así y ahorita lo revisaríamos para aclararlo, pero si vemos la información que les presentamos, también hay una distancia adicional en el pozo Nadipa-1 que es como de 300, casi 400 metros también. Si podemos adelantar dos diapositivas por favor. Ahí vamos a ver que el objetivo está a 2,400 metros y la profundidad total programada está a 2,771, más o menos del orden. Pero quizás es un tema que habría que revisar nada más en el documento si quedó así.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esta también está abajo 300 metros.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aja, y es por el concepto que comentaba el ingeniero Trejo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Nada más que el Bedel sí llega a Mioceno Inferior. O sea, sí tiene también por objetivo, según en la sísmica, lo que nos presentaron, es llegar también a la cima de Mioceno Inferior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Como tal, perdón. Si podemos regresar una.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Una diapositiva por favor, una diapositiva más. Ahí está. Si nosotros vemos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- OK, aquí están los objetivos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Y separa, el paquete viene y termina aquí con lo que sería aparentemente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero el pozo , la profundidad total del pozo y vean la entrada del Mioceno Inferior.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Aparentemente viniera en esa zona.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver, aquí está. Dice Mioceno Inferior está aquí y Mioceno Inferior es esta. Aquí está Mioceno Inferior, quiere decir que también llevaría, digamos, va a cruzar Mioceno Inferior.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, ahí sería importante ver cómo se comportan en esos paquetes arenosos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, digo, es de la misma pregunta que hacía el doctor Martínez.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Sí va a llegar a explorar en ese nivel.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay algo muy interesante. El Bedel-101, y digo esto para que de alguna forma a lo mejor ustedes lo expliquen un poco más, tiene que ver con cuestiones de exploración. El primer objetivo tiene aceite. Después un objetivo más profundo tiene gas. Después vuelve a tener aceite y vuelve a tener gas. La gente siempre piensa que el gas tiene que estar en la parte superior y el aceite en la parte inferior. Es algo que es incorrecto, pero a lo mejor ustedes pueden explicar un poquito más acerca de por qué se esperan ese tipo de columnas en donde al parecer no hay una lógica normal cuando sabemos que son diferentes yacimientos. Entonces yo creo que ustedes lo pueden explicar.

Si fuera un solo yacimiento, definitivamente el gas tendría que ir arriba del aceite. ¿Verdad? Pero aquí se trata en diferentes horizontes. ¿Cómo es posible que pueda haber ese tipo de existencia de hidrocarburos? Y yo creo que la explicación puede ir más referida a la roca madre, a todas las cuestiones que tienen que ver con la temperatura y la presión que nos identifican qué tipo de hidrocarburos podemos tener en ciertas áreas. Pero aquí está bien interesante el asunto de tener ese tipo de posible comportamiento. Claro, es un pozo exploratorio, tendrán que verificar si existe o no existe, pero bueno, es interesante y cómo llegar a ese tipo de conclusiones antes de perforar un pozo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y digo, y aquí es para que expliquen técnicamente.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, primero quisiera hacer un antecedente. Hay un pozo a menos de 10 km al oeste de esta propuesta. Es un campo más bien: Gasífero. Y le pusieron Gasífero porque precisamente en los análisis sísmicos de atributos sísmicos que se llaman, cuando brilla en estos – a ver si puedo señalarlo –, en estos colores más brillantes, está asociado la mayor parte a gas. El gas hace eso. Y la pusieron Gasífero. El Gasífero-1 fue productor de aceite y muy poco de gas. O sea, tuvo 800 por ahí, 800 barriles por 1/4, 820 barriles por 1/4 y 0.3 millones de pies cúbicos de gas nada más. Es decir, ahí tenemos el aceite y el gas junto, cuando menos en el 1. Este se perforó hace ya siete años más o menos de 2012. Y contestando su pregunta es ahorita están precisamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pronosticando esto. El análisis que hacen es a partir de esos atributos sísmicos. Entonces ahí cuando menos la parte del objetivo 2 vemos que el atributo sísmico pareciera ser que tiene una lógica nosotros le llamamos concordancia entre la parte más estructural y la distribución de los fluidos. Pareciera que estuviera mejor amarrado que el objetivo 1. Entonces sí es posible tener esta alternancia, sin embargo, tiene que ver con también cuestiones de migración, por un lado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso es lo que yo quería que enfatizaran porque la sísmica, bueno, de alguna forma es un reflejo de las densidades.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Pero básicamente es por los atributos que están determinando en esta Asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero la parte geológica cómo fue la migración de tal forma que se pudo dar que el gas quedara abajo del aceite?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- ¿Cómo? Bueno, la migración puede ser en diferentes tiempos geológicos para empezar, pero tiene que ver también con la preservación del aceite o del gas en cada una de las rocas almacén. No quiere decir que tengamos dos rocas generadoras, pero sí tenemos, podría tener varias etapas de aplicación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Fue una roca generadora?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, una sola roca generadora, pero varias expulsiones o varias migraciones en el tiempo geológico. No sé si ustedes, Rodrigo, tienes algo más que comentar. ✓

11
DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Nada más para ahondar un poco en lo que el doctor nos pide. La migración se asume que está en una fase líquida y luego cuando llega a la roca que sería la roca almacén ahí ocurre otro fenómeno que es el de sepultamiento y luego la preservación. Entonces cada paquete, dependiendo del espesor que tenga, va a preservar las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

características de presión y temperatura diferente. Un paquete mayor preservará las características de manera diferente que un paquete menor. Entonces por eso es que la evolución térmica dentro ya de ese paquete que contiene los fluidos puede hacer que el hidrocarburo llegue hasta una fase gaseosa o se conserve en una fase líquida. Entonces por eso es que podemos tener esas alternancias, siempre y cuando ocurra lo que decía doctor, que no estén en un solo yacimiento. Cuando están en un solo yacimiento, efectivamente hay una separación de fases.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso un fenómeno no asociado a la roca madre, sino a la diagénesis o a todo el comportamiento de las formaciones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- A las características y la geometría del almacén, sobre todo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Del almacén, OK. Interesante, ¿no? Tener este tipo de comportamientos. Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Pido al Secretario si da lectura a la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, por mayoría de votos, adoptó el siguiente Acuerdo:

RESOLUCIÓN CNH.E.45.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0040-2M-Tesechoacán-02.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.45.001/19

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, 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 mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0040-2M-Tesechoacán-02.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre Plan de Exploración, el Programa de Trabajo y el Presupuesto 2019 asociado al mismo, presentados por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al ingeniero Ricardo Trejo Ramírez, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes 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.- Ingeniero Trejo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE
DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.-



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Buenos días Comisionada, Comisionados. Traemos ante ustedes la presentación de este Plan de Exploración que es de Capricorn Energy de la ronda 3 de la licitación 1. Vamos por favor. El fundamento legal pues es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de esta Comisión y los lineamientos. Como podemos ver, esta es la ubicación del bloque que vamos a hablar en este punto. Como vecinos, hacia el Sur pues tiene lo que son dos contratos, en los cuales es Pemex Exploración y Producción el operador y se encuentran, bueno, en la parte todavía de lo que se considera como aguas someras. Pasemos por favor a la siguiente.

Como datos generales del contrato, el contrato se identifica como el CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018. Es un consorcio por Capricorn Energy México y Citla Energy, el cual el operador para este caso es Capricorn Energy México. El área contractual se identificó como el área 15. La cuenca petrolera se ubica en la cuenca Tampico-Misantla. La vigencia del contrato es por 30 años a partir de su firma que fue el 27 de junio del 2018. El tipo de modelo es de producción compartida. La fase de exploración es por cuatro años y la superficie de esta área contractual es de 961 km². Pasemos por favor a la siguiente.

Como antecedentes, bueno, la ubicación – como ya les mencioné – se localiza en aguas someras en la provincia petrolera de Tampico-Misantla frente a las costas de Veracruz. Dentro del área del contrato se han tenido ya varias perforaciones de pozos, en este caso 22 ya muy antiguas se puede decir, la última fue del 2005. Y se tiene también información sísmica 3D. De los 22 pozos perforados, 9 resultaron productores y teniendo como play probado en este caso en el Cretácico en la formación El Abra. La superficie es de 961 km² y el tirante de agua va desde los 20 hasta los 400 metros.

El objetivo de este Plan de Exploración pues se encuentra en la etapa de evaluación del potencial. Las actividades que pretenden realizar principalmente para apoyar su objetivo, el cual el objetivo es pues dar continuidad a las actividades de exploración, evaluar el potencial petrolero de los plays del Jurásico y del Cretácico y documentar recursos prospectivos. Esto lo pretenden hacer mediante el reprocesamiento de sísmica 3D por 848 km² y 12 estudios exploratorios. El Programa de trabajo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se tiene comprometido en unidades de trabajo es de 2,504. Pasemos por favor.

Este es el cronograma de actividades, en el cual el operador separó aquí en varios rubros. En lo que sería base de datos, estudios geofísicos, estudios geológicos, ingeniería de yacimientos, otras ingenierías, seguridad y salud al medio ambiente. Como podemos ver, las actividades pues comenzaron en el tercer trimestre del 2018 con todo lo que fue su generación de su base de datos. Posteriormente, la compra de información, el análisis de la misma y comenzaría con todo lo que es el reprocesamiento sísmico, que es de donde va a partir gran parte de su sustento para sus actividades. En este caso una vez que ellos tengan ya el reprocesamiento de esta información, se va a llevar a cabo la interpretación y la generación de mapas sísmicos en 2D y en 3D. También se van a realizar diferentes estudios de atributos sísmicos y estudios de análisis de AVO. En la parte de los estudios geológicos se van a realizar evaluaciones petrofísicas, se va a analizar la fauna presente en los pozos que están ahí en el área para hacer un estudio bioestratigráfico, para poder calibrar bien ahí sus interpretaciones.

Los estudios geológicos tanto sedimentológicos y estructurales de las muestras de núcleos que se tiene le va a permitir a ellos tener bien identificados sus ambientes de depósito o sus ambientes sedimentarios ahí en su área. La interpretación de los análisis geoquímicos de las muestras para poder generar en algún momento ellos sus modelados de sistemas petroleros y ver, también corroborar lo que podría ser la posible roca generadora en este caso. Y bueno, los estudios integrados de interpretación y evaluación. Con esto ellos estarían en posibilidad de estimar algunos recursos prospectivos y bueno, llevar a cabo actividades de ingeniería y estudios de impacto ambiental. Pasemos por favor.

Las actividades para la parte ya del Plan de Exploración consisten en el reprocesado de este cubo sísmico, el cual es un cubo sísmico 3D-Mexican Ridges de Ion en este caso. Y bueno, con esta información lo que ya les comenté. Una vez teniendo ya la información pues ya de una mejor calidad, van a proceder a hacer la interpretación sísmica, la generación de los atributos y los análisis de AVO y lo cual les va a permitir a ellos ver una prospectividad en esta área. Como vemos, y le mostré en los antecedentes, existen los campos Tintorera y Tiburón que se descubrieron ya hace



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muchos años, pero fueron en un nivel superior. En este caso, los pozos llegaron al Cretácico y ahorita lo que se pretende pues es explorar un poco más abajo yendo ya a las facies que están en el Jurásico, en este caso en el Jurásico Superior. Pasemos por favor a la siguiente.

El operador tiene identificado una oportunidad dentro del área, la cual le han denominado Tintorera Deep y está enfocada a como objetivo al Jurásico Superior en la formación San Andrés. El recurso medio que se tiene al momento es de 412 millones de barriles y tiene una probabilidad geológica del 27%. El tirante de agua anda variando ahorita de 50 a 100 metros. Ya conforme los análisis que se hagan y los estudios, eso le permitirá ubicar bien la posición de este prospecto y ya poder sacar las demás generalidades. Pasemos por favor. Aquí me permito cederle la palabra a la ingeniera Larissa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciada.

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Si me permiten, les presento el Programa de Inversiones presentado por el operador respecto al Plan de Exploración, el cual es de 18 millones de dólares y se presenta por los costos de cada una de las actividades asociadas al plan desde la fecha efectiva, que en este caso es el 27 de junio de 2018 y hasta el año 2021. Esto en congruencia con el cronograma de actividades que se somete a su consideración. Cabe destacar que, al tratarse de un Contrato de Producción Compartida, se realiza el ejercicio de observar que las estimaciones presentadas por el operador se encuentren dentro de los rangos de precios de mercado. Este ejercicio no solo se realiza para el presupuesto, sino también para el Programa de Inversiones, ya que en estos contratos se permite la recuperación de los costos en el eventual desarrollo del área.

Ahora bien, la distribución de las inversiones es la que se muestra. No, la anterior, muchas gracias. Es la que se muestra en el gráfico. Como podemos observar, 7.4 millones de estiman para el rubro de general, lo cual significa el 41% del total del Programa de Inversiones. En este rubro se encuentran las tareas de recopilación de información, evaluaciones técnicas, revisión y evaluación de información y administración, gestión de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades y gastos del proyecto. El siguiente rubro con mayor proporción en la estimación es el de geofísica con 4.7 millones de dólares, en el que se encuentra la parte de la compra de los datos y la interpretación. En el rubro de geología encontramos lo relacionado a los estudios estratigráficos, geológicos y el análisis de los núcleos. Y finalmente el rubro con mayor proporción sería el de seguridad, salud y medio ambiente, donde se incluye todo lo asociado al impacto ambiental y las auditorías ambientales. Este rubro, al igual que el resto, se identificó como similar a montos previamente aprobados en proyectos comparables tales como los de la ronda 2.1 y la misma 3.1. Mucha gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Pasemos a la siguiente. Con respecto al Programa Mínimo de Trabajo, como ya observamos anteriormente, el compromiso mínimo es de 2,504 unidades de trabajo, lo cual el operador mediante licenciamiento de la compra de datos, que son los principales que nos dan más unidades de trabajo, en este caso le dan más unidades de trabajo y el reprocesamiento, más asociado a las actividades de interpretación y análisis de la prospectividad, estarían alcanzando un total de 2,703 unidades de trabajo, con lo cual estaría rebasando lo comprometido en el Programa Mínimo.

Con respecto a los programas asociados, se hizo la consulta a la Secretaría de Economía tanto para el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional como para el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología. Para ambos casos, recibimos opinión favorable. Relacionado con la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, también el operador en este caso dispone de su Clave Única de Regulado, la cual fue expedida el 1 de junio del 2018. Pasemos por favor.

Como conclusiones, bueno, pues las actividades van enfocadas a corroborar el funcionamiento ahí del sistema petrolero, sustentar la evaluación del potencial. En este caso, como vemos, van a ir a unos niveles más profundos. La aplicación de las tecnologías resulta apropiada para la etapa exploratoria. Todo lo que van a tener que ver con lo que es el reprocesado, los atributos sísmicos, análisis de AVO, se ven congruentes para disminuir, en este caso lograr reducir la incertidumbre geológica y precisar el riesgo exploratorio. De las actividades previstas en el Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Exploración, de la ejecución total de las mismas proyecta un total de 2,703 unidades de trabajo, con lo cual estaría dando cumplimiento a lo establecido en el Programa Mínimo que es de 2,500. Y bueno, las actividades previstas en el plan, la ejecución de la totalidad de las mismas proyecta una inversión de 18 millones de dólares. Pasemos.

En este caso, bueno, no sé si podemos pasar al Primer Programa de Trabajo. Si vamos a la siguiente por favor. El Primer Programa de Trabajo. Algunas actividades, como ya mencioné, ya se han venido trabajando. Pero en este caso las actividades van a ser las del reprocesamiento sísmico, los estudios, lo relacionado a la información que se va a generar de los estudios sísmicos, los atributos, el AVO. La mayoría van a estar en el 2019. Solamente los estudios del reprocesamiento sísmico, los mapas, así como los estudios integrados de interpretación y evaluación y la documentación de recursos prospectivos son los que van a ir más adelante en el tiempo. Pasemos. Larissa.

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Gracias Comisionada, Comisionados. Ahora si me permiten les presento el primer presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo del Plan de Exploración, el cual abarca el primer año contractual que sería desde la fecha efectiva y hasta el 31 de diciembre de 2019. Y este es por un monto de 10.8 millones de dólares. De la misma forma, se realizó el ejercicio de observar que todas las estimaciones de cada una de las actividades presentadas se encontrara dentro de un rango de precios de mercado y, siendo favorable el resultado, es que sometemos a su consideración este presupuesto. La que sigue por favor.

Con lo presentado, cabe destacar que el contratista cumple con los requisitos establecidos en las cláusulas 12.1 y 12.2 del contrato al ser el presupuesto congruente con el Plan de Exploración y el Primer Programa de Trabajo del periodo de exploración. Es razonable puesto que los costos presentados permiten llevar a cabo las actividades descritas en el Primer Programa de Trabajo, ya que cada una de las actividades se asocia a un costo estimado para su realización. Es consistente con los requisitos del contrato, en particular respecto a los plazos establecidos para su presentación. Al presentarse, en este caso al ser el primer presupuesto a la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

par con la presentación del Plan de Exploración, y se enmarca en las mejores prácticas de la industria ya que al analizarse con respecto a las actividades planteadas los montos presentados son adecuados en términos de referencias construidas con la mejor información disponible. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- OK. El Plan de Exploración se advierte técnicamente factible toda vez que las actividades planteadas permiten maximizar el valor estratégico del área contractual mediante la identificación y evaluación y consolidación de una cartera de prospectos exploratorios. Por lo cual sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno pues que nos den su opinión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Trejo, licenciada Larissa.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Son tres propuestas?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, son tres propuestas. ¿Algún comentario? Doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Este es un Contrato de Producción Compartida y tenemos desglose de actividades. Llama la atención dos de ellas. Una es la parte de seguridad, salud y medio ambiente, que para 2018 y 2019 tienen una erogación de 3,250,000 dólares. Y para la parte de ingeniería de yacimientos en 2018 y 2019 son 225,000 dólares. Finalmente esto, lo que ustedes nos traen el día de hoy, es una exploración que todavía no identifica la perforación de pozos, eso vendrá posteriormente. Pero, y ojalá sea así, cuando haya producción se van a pagar los costos de todos estos trabajos con el valor de los hidrocarburos y eso parte es del Estado y parte es el operador.

Se observa que los gastos de seguridad, salud y medio ambiente son bastante altos. Y nuevamente, como lo he dicho en otras ocasiones, los hacemos muy al principio porque así está el contrato. Pero definitivamente los cambios en la cuestión del medio ambiente se van a dar después del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2022 si es que se va a perforar, que ojalá se llegue a perforar. Entonces tenemos estudios del 2019 que van a ser aplicados para fechas posteriores. Entonces es algo que siempre he venido mencionando, no es una pregunta, es algo que tenemos que ir visualizando. Pero por otro lado, y ahí termino mi comentario con la seguridad, la salud y el medio ambiente, está la parte de ingeniería de yacimientos y en la parte de ingeniería de yacimientos, cuando uno lee qué es lo que van a hacer, el planteamiento es que van a revisar en un estudio que empieza el segundo trimestre del 2019 y que termina el cuarto trimestre del 2020, o sea casi un año y medio, lo que van a hacer es revisar cuál es los recursos prospectivos y la estimación de producción. ¿Estimación de producción de qué, de los recursos prospectivos o estimación de producción de los yacimientos que están en el área? ¿A qué se refiere esto de estudios de producción? Porque se observa que, aunque cae dentro del rango de ingeniería de yacimientos en el análisis que ustedes hacen de que está dentro del rango, pues parece que es mucho, muy caro. ¿No? Gastar 225,000 dólares para hacer unos pronósticos de producción, ¿de qué, de recursos prospectivos – es la pregunta – o de qué son esos estudios?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, en este caso sí viene enfocado a los recursos prospectivos y a la reevaluación que van. Bueno, es que estos campos ya no están en producción. Ya los pozos que ya se perforaron anteriormente, los nueve, ya no están produciendo. Entonces ellos quieren hacer como un perfil de lo que estaría dando en este caso la oportunidad que tienen, madurándola, y viendo la nueva documentación de los recursos, cuál sería el perfil que pudieran llegar a tener ellos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero entonces es el perfil de los yacimientos que ya están en el área. Es que no está claro porque dice, lo voy a leer. Dice, “estimación de recursos prospectivos y estimaciones de producción”.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Los recursos prospectivos eso es lo que van a visualizar ellos, que van a analizar. Y van a conjuntar con lo que ya se tiene de antecedentes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De los conocimientos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Aja, de los conocimientos en el área.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que yo creo que el rubro ingeniería de yacimientos como que no es el correcto, porque ingeniería de yacimientos no es estimar recursos prospectivos y menos estimar producciones de los recursos prospectivos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Si, estoy de acuerdo. La parte de la estimación tendría que venir en la parte de los estudios geológicos tal vez como consecuencia de todo el análisis de la información y ver qué se visualiza de potencial en el área y separar, separar los dos rubros.

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Nada más como comentario. El contratista presenta las actividades de conformidad con el catálogo de Hacienda y el catálogo de Hacienda es donde clasifica esta tarea. Es por eso que lo colocan aquí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y la parte de recursos prospectivos en dónde está?

DIRECTORA DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADA CYNTHIA LARISSA REYNOSO CERECEDA.- Así es, en ingeniería de yacimientos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¡Ah, caray! Bueno.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, bueno, entonces es una cuestión ahí del catálogo de Hacienda. Pero nuevamente regresando a las estimaciones de producción, estimaciones de producción y recursos prospectivos pues no tienen ningún caso porque sería como un gasto que no debemos de hacer. ¿Y por qué me preocupa? Porque es producción compartida, porque el Estado va a tener que compartir con los hidrocarburos que se produzcan estos costos. Entonces mi recomendación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es que hagamos un seguimiento igual con este – como todos los demás – de todas esas erogaciones que se van haciendo. Porque el día de hoy, como en otras ocasiones, pues se va a someter a consideración del Órgano de Gobierno y si votamos en forma positiva, que yo lo voy a hacer en forma positiva, pues no quiere decir que le estamos diciendo a Hacienda que se van a gastar 225,000 dólares en yacimientos y 3,250,000 en la parte de seguridad, salud y protección al medio ambiente, sino podrían ser como topes. ¿No? Pero siempre, como estos son presupuestos y son planes, lo que habría que ir viendo es que sean super eficientes de tal forma que maximicemos el valor para el Estado. Gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El tema de seguridad, salud y medio ambiente ya ha salido antes y la respuesta siempre ha sido, “es que así está en el contrato”. Entonces la pregunta es, bueno, ¿qué se pudiera hacer? Porque tiene razón aquí el doctor Néstor. Para cuando suceda ya realmente la tarea, pues ya el estudio tiene dos años o tres años de haberse hecho. ¿Entonces cómo pudiéramos corregir eso o ya no se puede corregir dado que ya está el contrato?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, licenciado Gamboa.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Muchas gracias. Más allá de que así está el contrato, es una práctica internacional. Porque más allá de que sea una obligación del contratista, es un derecho que tiene el contratista para deslindar responsabilidades del operador anterior. Más allá que en esta área ya hubo producción y campos operando. Entonces ahorita el contratista saca una foto y ve los daños ambientales que pudieran o no existir, no estoy diciendo que los haya. Le saca una foto y conforme a este contrato y el Título de Asignación anterior es obligación del operador anterior resarcir estos daños. Entonces, más allá de una obligación, es un derecho que tiene el contratista de deslindar responsabilidades y de aquí en adelante hacerse cargo de todo lo que vaya a hacer en el área. Si vuelve a hacer un evento de un daño ambiental o algo, sería ya responsabilidad del nuevo contratista. Y si no lo detecta y no lo manifiesta, igual sería responsabilidad de este nuevo contratista resarcir este daño ambiental.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, tiene dos razones, hacia adelante y hacia atrás.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Tiene dos razones. Igual el contratista en su momento, si abandona el área al término del contrato o por la razón que sea, tiene que volver a hacer una línea base ambiental para volver a deslindar responsabilidades ahora al Estado, cuando reciba en su caso el área.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, creo que la lógica está muy bien, pero no en este tipo de Asignaciones que son pegadas a la costa porque los daños al medio ambiente no solamente son generados por los operadores, son generados pues por la contaminación que tienen las poblaciones ahí aledañas. Entonces en estas áreas contractuales no solamente – repito – hay daños ambientales debidos a la industria petrolera, al operador anterior que fue Pemex. También puede ser debido a las descargas que tiene los ríos afluentes hacia el mar. Entonces ahí los operadores no son responsables de ese tipo de cosas. Entonces por un lado Capricorn va a decir ya tengo aquí mi estudio de línea de medio ambiente, dentro de tres años, cuatro años pudiera ser diferente. Ojalá no, ¿verdad? Porque ojalá y estemos cuidando mucho nuestros mares territoriales, pero pues pudiera suceder.

Entonces eso está muy bien toda esta lógica cuando es un área terrestre, cuando es un área de aguas profundas que está muy alejada de la posibilidad de contaminación por parte de la población. Pero cuando están como en este caso muy pegadas a la costa, a lo mejor nos puedan decir qué tan lejos están, pero ahí hay una posibilidad de contaminación que no tiene nada que ver con operadores y ahí habrá que ver también el deslindar al operador de que pues no es responsable de otro tipo de situaciones ambientales que no sean derivadas de la actividad del anterior o del nuevo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario más Comisionados? Secretario, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.45.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

ACUERDO CNH.E.45.002/19

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, 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 Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. respecto del contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.45.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Primer Programa de Trabajo relacionado con el Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

ACUERDO CNH.E.45.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas, 10.1, 10.2 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018., el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Primer Programa de Trabajo presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., relacionado con el citado contrato.

RESOLUCIÓN CNH.E.45.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto 2019 asociado al Primer Programa de Trabajo para el Plan de Exploración presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018.

ACUERDO CNH.E.45.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 12.1, 12.2 y 15.2 del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-01/2018, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo, presentado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. relacionado con el citado contrato.

II.3 **Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0007-2M-AMOCA-YAXCHÉ-05.**



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias, buenas tardes nuevamente. Traemos algunos detalles de esta modificación también de un Plan de Exploración de una Asignación de Petróleos Mexicanos, en este caso es la AE-0007. Si vemos la ubicación de esta Asignación, tiene como vecinos digamos a otras Asignaciones del propio PEP. Hacia el Sur y hacia la parte occidental hay tres Asignaciones exploratorias, en tanto que hacia la parte norte y la parte oriente está colindando con dos contratos de aguas someras, uno de la ronda 3 y otro de la ronda 2 operados por Lukoil y Total.

El fundamento jurídico pues es el mismo que vimos hace un momento, en donde tomamos como base la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el reglamento de la Comisión y de nueva cuenta los lineamientos en la versión anterior que fue cuando entró este tema para desahogo de la Comisión. Entonces si vamos a la siguiente vemos la posición geográfica que tiene esta Asignación. Como ven ustedes, se encuentra en la parte de aguas someras en tirantes de agua entre 40 y 150 metros. No hay pozos perforados en el área previos a las actividades de esta Asignación. Los campos más cercanos son Suuk, Uchbal y que son un campo que están tanto en el Mesozoico como en el Terciario. Se encuentra justamente en el litoral de Tabasco y el plan que se encuentra vigente actualmente fue el plan que fue aprobado para el periodo adicional de exploración, el cual fue validado el 7 de noviembre de 2017.

Lo que está validado en ese plan o que está autorizado son estudios, pozos y las inversiones para un escenario base que son cuatro estudios, un pozo, la inversión asociada del 2018 y 2019 y para el escenario incremental es un estudio con una inversión adicional enfocada en ese estudio por supuesto. La superficie es de cerca de 232 km² y ya les decía los tirantes de agua están



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en la parte somera del golfo de México. Entonces esta área se encuentra respecto de la cadena de exploración – si vamos a la siguiente – en la parte de evaluación del potencial, pero con la posibilidad de llegar a la parte de incorporación de reservas dado que está la propuesta de la perforación de pozos. ¿Entonces cuál es el objeto de esta modificación? De nuevo, continuar con las actividades que ya se tenían aprobadas y adicionar las actividades que son propias para la modificación de este Plan de Exploración y continuar evaluando los plays. En este caso, el play Mesozoico que es el play prospectivo de esta área que veíamos es el que se tiene visualizado en la parte sur al menos y entonces la modificación está centrada en agregar un estudio y la perforación de un pozo como parte de esta modificación del Plan de Exploración. Entonces si vemos en la siguiente está el cronograma de actividades.

Este cronograma de actividades considera los estudios y la perforación del pozo que es lo que les mencionaba hace un momento. De nuevo, con este color azul vemos las actividades que ya se realizaron y con este color verde vemos la parte del escenario base que se estaría modificando. Aquí no hay un escenario incremental, solamente es el escenario base. Entonces si continúan los estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos, está la prueba de prospecto Pox-101AEXP y la perforación del mismo pozo. Por qué aquí resalta algo que es importante comentar, que es la prueba de prospecto y la prueba de perforación de un pozo que se llama Pox-101EXP. Este pozo tuvo un accidente mecánico, por lo cual tuvo que ser abandonado, taponado y abandonado, y entonces ahora se tiene la perforación de un pozo alterno que es el pozo Pox-101AEXP. Por eso es la nomenclatura. Entonces ese es el por qué tenemos dos pozos prácticamente con el mismo nombre, diferenciándolos con la letra “A” que denota que es un pozo alterno, que de hecho está perforado en la misma posición digamos, a 3.1 metros para ser estrictos del pozo previo. Entonces si vamos a la siguiente.

Únicamente para mencionar cuál es el objetivo de este pozo. El objetivo de este pozo es alcanzar tanto el objetivo Cretácico como el Jurásico Superior Kimmeridgiano a una profundidad aproximada de 3,450 metros y se espera incorporar del orden de 40 millones de barriles de crudo equivalente. Como ven ustedes aquí en esta gráfica o en este mapa, pues no se alcanza a ver la diferencia entre la posición del pozo original y la posición del pozo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

alterno porque la diferencia entre ellos es mínima, pero están en este lugar. El hidrocarburo esperado en este caso es aceite ligero. El pozo Pox-1, que fue el que tuvo accidente mecánico, llegó a una profundidad de 2,334 metros y ahí fue donde se abandonó. Si vemos en la siguiente por favor, ahí vemos algunos detalles de cómo está considerando el subsuelo en este caso.

Entonces vemos la posición de Pox-1, que es un pozo que está cercano, el pozo más cercano de correlación y esta es la propuesta del pozo Pox-101AEXP. Este pozo cortaría un cuerpo de sal y llegaría a estos objetivos del Cretácico como decíamos y del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Entonces la trayectoria de este pozo es una trayectoria vertical en un tirante de agua de 83 metros y es lo que estaría buscando probar la continuidad de este play que se ha identificado en la parte sur del Mesozoico. En la que sigue por favor.

Nada más vemos cómo está la distribución de la inversión. La distribución de la inversión para este año en general, geología y perforación de pozos, pues claramente la perforación de pozos se lleva el 99% de la inversión. Aquí es importante mencionar porque no es un caso, si bien resulta o aparentemente es un caso análogo al primero que vimos, es un caso que tiene una entrada digamos diferente. Los lineamientos en aquel momento vigentes para la modificación de un Plan de Exploración marcaban diferentes incisos. En este caso el inciso e marca una diferencia en la inversión. Como este pozo, el Pox-101, estaba considerado para perforarse eventualmente el año pasado y así fue como se hizo, no había una inversión tan grande para este año. Cuando este pozo, el pozo Pox-101AEXP se perfora este año, pues evidentemente la inversión asociada a la perforación de este pozo hace que la diferencia en la inversión se vuelva exponencial. En nuestros lineamientos estaba marcado un 20% para pasar a una modificación, aquí la diferencia en porcentaje es de miles, si no recuerdo mal, 14,700% de diferencia en la inversión que existía. Esa es la razón por la cual tiene que modificarse el plan, no tanto por el pozo per se. Porque podrían haber presentado nada más la diferencia de inversión y la duda va a surgir de qué, pues asociado a este pozo. Entonces esa es la razón.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Y por eso es que, perdónenme, me voy a regresar. Discúlpeme, si podemos regresar un par de láminas. Ahí es donde se ve, y no lo expliqué, cómo es que está en el cronograma de actividades. Es donde está el cronograma, ahí. La perforación de este pozo pues efectivamente inició como está ahí. Inició en enero la perforación del pozo alternativo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ya inició.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, porque si recuerdan los lineamientos de pozos no piden que haya una autorización. Entonces la perforación de pozo ya se está dando, entonces la modificación del plan es simplemente para inscribir la inversión asociada con ese pozo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es exploratorio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, pero es un alerno. Está considerado así en el lineamiento, si no recuerdo mal es el artículo 42, así lo refleja.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Se supone que ya está autorizado el pozo? Si van a hacer un alerno por accidente mecánico, solamente hay un aviso. ¿No?

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces aquí por parte de la autorización no hay problema, sino es por parte de la inversión. Pero aquí, perdón, de una vez. O sea, ¿están al amparo del plan anterior con la inversión del inicio del pozo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Con la inversión de aquel pozo efectivamente, del pozo 101EXP. Y ahora tiene que verse reflejado en la inversión del 101AEXP, sino pues quedaría inconsistente el plan, las actividades con la inversión, vamos. Eso es lo que...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sabemos cuánto gastaron en la parte, cuánto fue ya su inversión?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No tengo el dato en este momento, pero seguro lo podemos...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, para ser más del 15%. Es mucho.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si, porque el pozo no estaba considerado perforarse en este año. Es como si perforaran un pozo adicional, entonces la inversión es muchísimo más de lo que se tenía considerado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si seguimos por favor en donde estábamos. Ah, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, perdón. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si ya están perforando desde enero, ¿cómo se actualiza el cronograma al día de hoy? En ese cronograma concluían en julio, el mes pasado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hicimos la consulta con el área correspondiente aquí al interior de la Comisión y todavía no tenemos el informe de terminación del pozo, lo que significa que el pozo sigue perforándose. El último registro que tenemos digamos de esta perforación es que también hubo una columna imprevista más abajo, cerca de 2,000 metros más abajo de donde se había quedado el primer pozo y entonces están o hicieron un *sidetrack* y están en esa labor. Todavía no nos dan el informe de terminación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ahora, son siete meses del pozo modificado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo del modificado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Solo del modificado. El otro ya está abandonado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK y sigue en perforación.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hasta donde oficialmente tenemos conocimiento, sí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK, gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si seguimos por favor. Entonces estábamos les decía de la inversión que pues prácticamente la inversión está condicionada al 99% para la perforación de pozos. Si vamos a la que sigue, pues nada más para verificar que hicimos las consultas tanto con la Secretaría de Economía como con la ASEA respecto del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional como con el Sistema de Administración de Riesgos que autoriza la ASEA y en ambos casos se verificó que los programas asociados tenían su cumplimiento. Si vamos.

Entonces, como conclusión de esta modificación del plan, pues vemos que las actividades como tal que se están añadiendo reflejo de este monto de inversión que se está actualizando pues permitirán dar continuidad a las actividades que se estaban haciendo en esa área. Recordemos que el compromiso pues era perforar un pozo en cada Asignación y entonces este sería el pozo que estaría dando cumplimiento a ese compromiso mínimo de trabajo. Pues se contempla que la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías están acordes con la etapa exploratoria que se encuentra esta área. Y a través de la perforación de este pozo, pues tendríamos el avance en la cadena de valor respecto de la evaluación del potencial, buscando incorporar reservas si este pozo fuera exitoso. Si este pozo fuera exitoso, estarían incorporando del orden de 40 millones de barriles de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

crudo equivalente y la inversión que se proyecta en el escenario base es de cerca de 56 millones de dólares.

Entonces como propuesta de dictamen observamos que el plan o la modificación del Plan de Exploración es técnicamente factible y por eso es que proponemos o sometemos a consideración de ustedes la aprobación de la modificación de este Plan de Exploración de la Asignación AE-0007.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, bueno. Yo solamente en aras de congruencia con el voto negativo respecto de la modificación del plan anterior y para digamos motivar el voto en esta modificación, solo para tenerlo claro. ¿No sabemos cuándo concluirían este pozo? Llevan siete meses y no sabemos cuándo lo concluían. A ver, es que es complicado pues así. Yo voté en contra respecto del plan anterior porque teníamos la certeza de que iban a rebasar el periodo constitucional del 27 de agosto. En este, a diferencia de aquel, me dicen ustedes no sabemos cuándo nos van a notificar la conclusión del pozo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En efecto no tenemos certidumbre. De acuerdo con lo que estaba programado, pues era el mes anterior, solamente que pues al tener esta columna geológica imprevista y tener que hacer un *sidetrack* pues evidentemente las labores se prolongan, pero no tenemos certeza de cuánto terminarán. Lo que sí es un hecho es que deberían de concluirse al momento que concluye la Asignación o tener unos nuevos derechos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver. ¿Es posible que concluyan el pozo después del 27 de agosto?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Pues por supuesto sí es posible. O sea, sí es posible si sus labores se dilatan.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver. Esa es la razón por la que entonces yo de nueva cuenta votaría en contra y tomo el comentario final de la doctora que expresó previo a la votación de la modificación al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

plan que votamos hace dos temas. En efecto lo dijo nuestro abogado, el supuesto jurídico es el mismo. Es una condición en la que en la resolución estamos señalando que el asignatario PEP deberá tener el título jurídico para continuar con las actividades petroleras, específicamente la perforación del pozo. La diferencia que yo encuentro acá es que hoy sabemos que de manera incuestionable, que de manera indefectible van a rebasar ese plazo. Eso en mi concepto no había sucedido antes. Antes existía la duda de si podían o no concluir las actividades objeto de la modificación previo al 27 de agosto. Entonces si bien jurídicamente no hay ningún cambio, con lo cual estoy totalmente de acuerdo con lo que dijo nuestro abogado y con lo que apuntó la Comisionada doctora Alma América Porres, la diferencia y por lo que yo estoy votando en contra, voté ya en contra del pasado y votaría en contra de este, es porque a diferencia de los anteriores hoy sabemos que el operador petrolero, que el asignatario, que PEP va a rebasar su plazo máximo. Entonces esa es para mí la diferencia y, pues una vez que me han respondido que respecto de esta modificación también vamos a rebasar el 27 de agosto, pues es la misma razón por la que votaría yo en contra.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Bueno, es que la pregunta es que si era posible que se pasaran, pues por supuesto que es posible y también sería posible que no se pasaran. O sea, como es una operación que sigue en curso, pues no sabemos. Ahorita nos acaban de confirmar del área de pozos que hasta lo que ellos saben sigue todavía en perforación el pozo, entonces no tenemos certidumbre de cuándo terminaría.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, es que para mí no es un tema menor. O sea, entiendo que las cuestiones técnicas de la perforación pues digamos desdeñan el tiempo. Acá es un supuesto constitucional específico que el constituyente permanente le dio a Pemex un periodo máximo de cinco años que se van a cumplir el 27 de agosto. Entonces yo creo que sería muy importante que nos pudieran definir, cuando menos para mí, qué es esperable en este pozo. Llevan siete meses, ¿cuánto más podrían tomarse la conclusión del pozo? No sé si hago claro mi punto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, está clarísimo. Yo solamente Comisionado Pimentel quisiera aclarar hemos autorizado con votación unánime. Cuando menos aquí tengo dos pozos con fechas que traspasan el 27 de agosto. Por ejemplo, el caso del pozo Siyan que comienza la perforación o va a comentar el 17 de agosto y termina el 25 de diciembre y el caso del pozo Tlamantini que empieza el 10 de agosto y termina el 11 de octubre y esas dos autorizaciones se dieron en sentido unánime. Entonces digo, nada más para que quede claro que ya se han autorizado algunos o se han hecho algunas autorizaciones en los casos de los pozos que pasan ese periodo, pero en todas las ocasiones ha habido un párrafo en donde se dice que, en caso que no tuvieran Asignación autorizada por la Secretaría de Energía, tendrán que parar las actividades, en este caso el asignatario. Entonces creo que sí, por eso yo traté de hacer el señalamiento hace un rato, porque ya lo hemos hecho y sí en la resolución siempre hemos puesto ese párrafo. ¿No? Entonces nada más para que quede claro.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, ¿pero no pedimos que se corrigiera ahí el cronograma? O sea, ¿quedó claro que iban a rebasar? Mi entendimiento es que habíamos pedido que ajustaran el cronograma al 27 y que entonces sí se pusiera la condicionante de que tendrían que tener título jurídico para continuar después del 27.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Si, Comisionado. En referencia a este comentario, en un par de casos en donde el cronograma estaba muy ajustado y muy cerquita del 27 de agosto, es decir, pozos que estaban en los primeros días de septiembre o últimos días de agosto, pero sí rebasaban este periodo, sí recomendamos a Pemex que ajustara el cronograma como parte de la resolución. En casos en donde ya de plano se pasaban por varios meses y que era notorio, como son los casos que comenta la doctora y algunos otros que hemos detectado, no hicimos ese comentario porque no era...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Factible.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Técnicamente factible.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Por lo comentado con el área técnica, no resultaba técnicamente factible que redujeran dos o tres meses su actividad. Entonces en esos casos no se hizo esa precisión, para algunos casos sí se hizo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, pues me da mucha pena, yo debí votar en contra de esos proyectos. Si ya lo hicimos antes en mi concepto erróneamente, pues yo creo que eso no es digamos, no tenemos por qué seguirlo haciendo así. Cuando está claro que van a rebasar el plazo, mi voto será negativo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una pregunta para el abogado. ¿Qué dice la ley con respecto? Imagínate que estás perforando un pozo y vas al 70% y se llega a la fecha límite. A mí se me haría medio ilógico no terminar porque tendrías ya invertido una cantidad de dinero, tendrías invertido el equipo, etc., etc., pero no sé exactamente qué dice la ley. O sea, en qué situación está en este caso el asignatario o podría ser un contratista cuando llegue la fecha. O sea, ¿hay maneras en que pida una extensión, hay una manera de decir si ya lleva más de “x” porcentaje tiene que terminar? Si no, se me haría otra vez que iríamos en contra de – otra vez – de cuidar el interés del Estado Mexicano, porque en realidad sería una pérdida de valor. Pero no sé exactamente qué dice la ley.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Bueno, la regla general es que la autorización termina, es decir, no puedes rebasar la vigencia de la Asignación. Sin embargo, los Títulos de Asignación sí establecen un par de excepciones. Señalan que las actividades podrán continuar cuando sean necesarias o bien cuando se traten de actividades relacionadas con la terminación del pozo y eso viene en los propios Títulos de Asignación. No recuerdo en este momento. El término y condición cuarto es el que establece esas dos condiciones. Entonces sí nos abre las propias Asignaciones dos posibilidades en que las actividades de exploración puedan continuar, incluidas por supuesto las actividades de los pozos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Eso quiere decir que si están perforando el pozo y ya van al 60% o al 40% o el número que sea,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ellos pueden continuar a terminar el pozo mientras hacen los trámites apropiados o mientras se toma la decisión apropiada, pero no dejar a mitad la perforación de un pozo. Para mí eso sería así como que muy raro.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Si, digamos, si se justifica y se encuadra dentro de los supuestos que establece el propio término y condición cuarto de los Títulos de Asignaciones, esto sería posible. Ahora, si no se encuentra en estos supuestos, por ejemplo, en este caso de los pozos que estamos aprobando que se van hasta diciembre, si no estuvieran en ninguno de estos supuestos y no contarán con un Título de Asignación o un contrato, como dijo la doctora, en ese caso sí tendrían que parar la actividad del pozo. O sea, si no estuvieran cerca de terminarlo o si no se considerara una actividad necesaria para darle continuidad a las actividades exploratorias, en ese caso sí tendrían que parar la actividad.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nomás un comentario. Nos están confirmando que efectivamente todavía falta la última etapa de perforación, esto es hasta la 5 1/2" más la terminación. Es decir, considerando los tiempos, si van a hacer pruebas, etc., depende del resultado de la última etapa, sí es muy posible que se pase para el 27 de agosto las operaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que está muy claro que los operadores tienen ciertas ventanas de tiempo para hacer actividades y me quiero referir ahora no a los pozos, sino a la parte de extracción. Han pasado por aquí varios Planes de Extracción en donde hay actividades después de que se termina el contrato y siempre en mi propuesta ha sido que la Secretaría de Energía tendría que hacer el contrato con suficiente tiempo para que se terminaran todas las actividades. Porque como dice el Comisionado Moreira, el no hacerlo así significa pérdida de valor para el Estado. Entonces ustedes deben recordar que hay algún campo por ahí que tiene 40 años de explotación y lo máximo que pueden llegar son 30-35 años, entonces habrá que hacerse algo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A mí me queda muy claro que el operador tiene la claridad, sea cual sea el operador, de que no pueden hacer actividades después de que terminan sus Asignaciones o contratos. Eso lo tienen claro. Entonces cuando nosotros aquí validamos un Plan de Extracción, validamos el Plan de Extracción completo. ¿Por qué? Porque sino no maximiza el valor y precisamente siempre hemos votado a favor de eso y se ha propuesto que se le recomiende a la Secretaría de Energía que resuelva esta problemática para que el operador tenga todo el tiempo necesario porque tiene una implicación muy fuerte para los procesos de recuperación secundaria y mejorada. Si los operadores no les dan todo ese tiempo adicional, pues no van a querer invertir para que llegue otro y tenga un subfruto de lo que ellos invirtieron. Entonces yo lo veo igual aquí en la parte de la perforación de pozos. El operador tiene la claridad y todos tenemos la claridad que pues van a hacer actividades como nos dijo el abogado Ramón Massieu hasta el momento en que puedan hacer actividad y ya estarán viendo las alternativas para seguir haciendo la actividad. Porque finalmente al Estado le conviene que las cosas continúen en la actividad si llevan un 80% del pozo o llevan un 50%. Pero no es algo que estamos votando aquí, ¿verdad? Estamos votando el que se haga pues en este caso la modificación al Plan de Exploración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionada, simplemente para leer el texto correcto. Lo que dice el término y condición cuarto es que “aquellas actividades que podrán continuar vigente son las que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de su vigencia”. Y luego nos dice expresamente, “aquellas actividades relacionadas con el abandono, seguridad industrial o protección al medio ambiente”.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctora. A ver, perdónenme otra vez, en aras de consistencia. En la modificación al Plan de Exploración que ya votamos, el pozo no se había iniciado. Es decir, la modificación al Plan de Exploración era para que PEP iniciara la perforación de un pozo previsto en ese plan que claramente, y sin ninguna duda, iba a rebasar el plazo constitucional del 27 de agosto. Por eso mi voto fue en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contra. Creo que es importante distinguir cuando se aprueba la modificación de un plan que contiene un pozo a cuando se aprueba la perforación de un pozo, en el que se recomienda que el operador o el asignatario cuente con derechos de exploración, que son los casos que la doctora mencionó de los pozos. Acá no son pozos, acá es un plan que contempla un pozo que no ha iniciado perforación, me estoy refiriendo el primer plan. Por eso mi voto fue en contra.

Acá entiendo es un plan, la modificación también a un plan que contempla un pozo que viene perforándose por lo menos los últimos siete meses de acuerdo al cronograma. Eso creo que hace sentido con el apunte del doctor Moreira pues de que, en efecto, si ya vienes perforando, tendrías que concluirlo y lo permite el Título de Asignación de acuerdo a lo que recién leyó nuestro abogado, pues tendría el operador que tener derecho para concluir esa actividad. Esa es la razón por la que, aunque excedan del plazo constitucional del 27 de agosto, en este caso Pemex ya lo viene perforando hace siete meses. Por eso, perdónenme que corrija, mi voto en este caso sería a favor porque la perforación viene en camino desde hace – insisto – por lo menos siete meses, cosa que no sucedió en el primer caso en el que pues todavía no lo inician. Entonces perdónenme, el comentario del doctor Moreira me hace mucho sentido, lo que dice el Título de Asignación lo confirma. Y bueno, el hecho de que tengan siete meses en perforación me parece que sería contrario a toda lógica pedirles que paren. Es decir, yo creo que deben concluirlo en términos de lo que dice el Título de Asignación. Perdónenme que ha sido un poco cambiante mi opinión, pero bueno, pues son los hechos y es lo que dicen los instrumentos jurídicos del caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Creo que nada más para adicionar un punto a lo que decía el Comisionado Pimentel. En el plan el operador había pensado que iba a terminar en julio, sin embargo, en las operaciones que va realizando pues encuentra un evento no esperado justamente y es lo que hace que se retrase. Digamos, él había expresado su intención de finalizar previo a que se acabara la Asignación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Si, doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más para contestar la
pregunta del Comisionado Néstor Martínez. El costo del pozo, el Pox.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Fue mi pregunta, pero no
hay problema.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ah, perdón, de usted
Comisionada. El costo fue de 507 millones de pesos hasta donde se pudo
perforar del 101 a 2,374 metros de profundidad más 46 millones del
taponamiento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, gracias. No sé si
podamos continuar, porque no sé en qué parte nos quedamos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En la propuesta para la aprobación.
Entonces, con base en todo esto, sometemos su consideración la
aprobación de la modificación de esta Asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Secretario, nos
haría el favor de 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.45.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos aprueba la modificación del Plan de
Exploración presentado por Pemex Exploración y
Producción respecto de la Asignación AE-0007-2M-
AMOCA-YAXCHÉ-05.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.45.005/19

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, 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 al Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción respecto de la Asignación AE-0007-2M-AMOCA-YAXCHÉ-05.

II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui-1DEL.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Raúl Ortiz Salgado, Jefe de Departamento en la Dirección General de Autorizaciones 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.- Ingeniero Ortiz.

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- Buenas tardes Comisionados, Comisionada, compañeros de la CNH. Expongo ante su consideración la autorización de la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui-1DEL. Como dato curioso, significa “cuanto” en náhuatl este nombre. Bueno, dentro del fundamento legal nos fundamentamos de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Ley de Hidrocarburos, la cual faculta a la Comisión para emitir autorizaciones de perforación de pozos; la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la que nos da atribuciones de los Órganos Reguladores; el Reglamento Interno de la CNH, la cual establece las facultades para que el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales dentro de su Comisión; y por último, los Lineamientos de Perforación de Pozos, los cuales dan los requisitos y procedimientos para la autorización del pozo. Siguiendo.

En los datos generales del pozo, tenemos que el pozo Quesqui-1 tiene un número de Asignación AE-0053-3M-Mezcalapa-03. Es un pozo delimitador, como lo había comentado. Tiene dos objetivos, un primario que sería el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que donde va a tener una zona de disparo de 6,556 a 6,571 metros verticales y un secundario que es el Cretácico Medio y el Cretácico Inferior, el cual su zona de disparo será de 6,322 a 6,406 metros verticales. Se espera un hidrocarburo esperado de aceite ligero o gas y condensado de 40 grados API. La temperatura y presión del yacimiento para el primario, en este caso para el Jurásico Superior Kimmeridgiano se espera de 150 °C de temperatura y 12,576 psi de presión. Para el secundario, que sería el Cretácico Medio y Cretácico Inferior, se espera una temperatura de 143 °C y una presión de 11,794 psi, lo que indica que este pozo es un pozo de alta presión y alta temperatura. Su perforación va a ser tipo "J", es decir que es desviado y se tiene una profundidad programada de 7,316 metros verticales con una desarrollada de 7,700 metros.

El operador tiene programado empezar la perforación en este pozo el 29 de agosto del año en curso y da por terminada la perforación el 2 de enero del siguiente año. Esto acumula 126 días. La terminación, que incluye las pruebas de producción, empezaría el 3 de enero del siguiente año para finalizar el 29 de enero del mismo año, lo cual nos da un total de 152 días. El costo esperado de todo esto es de 743 millones de pesos, en el cual desglosado la perforación es de 540 millones de pesos y la terminación de 203 millones de pesos. Para llevar a cabo la perforación de este pozo, se va a utilizar un equipo terrestre diésel eléctrico propio del operador, que es el PM-1503, con una potencia en el malacate de 3,000 HP. Tiene una capacidad de perforación máxima de 9,000 metros, lo cual está sobresaliente de la perforación esperada y los sistemas de preventores de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

15,000 psi. Dentro de lo que les comentaba de alta presión y alta temperatura, el sistema de preventores se ajusta a las presiones que se espera en superficie, con lo cual cumple los requisitos para la hermeticidad e integridad del pozo. En las siguientes gráficas presentadas en la derecha tenemos el pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La anterior.

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- Pueden regresar por favor. El punto rojo indica la coordenada superficial de donde saldrá el pozo para demostrarnos las distancias o trayectorias que se tiene con los puntos de correlación, en este caso para mencionar que con el municipio de Cárdenas en Tabasco tenemos una distancia de 27.5 km, en Huimanguillo de 28 km. Dentro de los pozos de correlación tenemos el pozo Quesqui-1EXP que está a 20 metros de separación. Hay que recordar que sale de la misma pera. Tenemos el pozo Chaya-1 que tiene 6 km de separación, el pozo Chaya-1A que también tiene la misma distancia, el pozo Ocuapan-201A que tiene una distancia de 5.3 km y por último el pozo Tecominoacán-117. Disculpe, Tecominoacán, perdón, 12.3 km de distancia del pozo que se va a perforar.

En la imagen del lado derecho inferior se muestran las áreas de Asignación, las cuales dentro del pozo tiene vecino al mismo operador petrolero Petróleos Mexicanos. El recurso prospectivo esperado de este proyecto es de 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 50%, lo cual pues ya se demostró con el mismo pozo (el exploratorio) que es posible demasiado encontrar hidrocarburos.

Dentro de la trampa, corresponde a un anticlinal asimétrico. Este tiene una orientación Noroeste-Sureste. Está limitado al Noroeste y al Este por una falla inversa y al Sur por un cuerpo de sal dentro de un cierre natural en las demás direcciones, en lo cual queda demostrado en la sísmica presentada en la gráfica, en la imagen posterior – bueno, siguiente perdón – en donde el punto rojo es el pozo a perforar, en este caso el delimitador que tiene una trayectoria como les comentaba tipo “J” que ahí se demuestra y que tiene dos objetivos, el Cretácico y el Kimmeridgiano. El Cretácico ya está definido y el Kimmeridgiano solamente se va a delimitar sus reservas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, en este caso el límite del yacimiento. El pozo que se ve al lado es el pozo Quesqui-1EXP que fue el que se perforó previamente. Les comentaba que salía de la misma macropera y tiene el mismo objetivo, en este caso es lo que se presenta por parte del operador. Y la distancia que tiene cada objetivo tanto del pozo delimitador con el ya perforado con el exploratorio, es alrededor, son 3,000 metros de distancia. Bueno, ahí se puede ver un poco la escala.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿3,000 metros?

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- Si, bueno, es del Jurásico. Son 1,500 metros la escala, se puede ver abajo, y obviamente la escala la dividimos casi por dos. O sea, son 2.7. O sea, sería 3 km, como mencionaba. Continuamos con la siguiente diapositiva.

Y ya dentro del diseño del pozo del Quesqui delimitador observamos que tiene una ventana operativa bastante ajustada. ¿Por qué? Este pozo es de alta presión, alta temperatura, como les mencionaba. Va a ser construido con seis etapas, en las cuales va a tener una TR de 30", continuando con una TR superficial de 20", una intermedia que es un liner de 11 3/4", siguiendo con una de 9 7/8". Estas dos, la previa que había mencionado el liner de 11 3/4" se va a asentar un poco antes de una falla que se tiene. Se ve registrado en la columna geológica que está al lado del estado mecánico, donde es una línea roja. Esa falla se espera a 3,900 metros.

En los pozos de correlación y en el mismo Quesqui-1EXP, esta falla dio problemas al no poder bajar o asentar la tubería que se tenía programada. Es por ello que el operador dentro de su diseño este liner ya no lo tomó como contingencia, sino ya lo tomó dentro del diseño de perforación. Bueno, observamos al lado del estado mecánico en la parte derecha cómo se comporta la ventana operativa y cómo las presiones anormales empiezan desde el asentamiento de la TR de 13 3/8" hasta finalizar en la de 9 7/8". Por último, en el liner de 7", se va a asentar a 7,823 que corresponde al Jurásico Superior Kimmeridgiano. Las presiones ya son de yacimiento y, para mencionar, las dos primeras etapas se van a perforar con base agua con baches en el conductor bentonítico. En la superficial va a ser polimérico y las demás etapas restantes, incluyendo la de producción, va a ser con emulsión inversa. ¿Por qué emulsión inversa? Bueno, las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presiones esperadas son bastante altas y también modifica demasiado la temperatura y la reología del lodo de perforación. Continuamos con la siguiente.

Dentro de los elementos de evaluación, tenemos el cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos, la cual nos indica de todos los cumplidos requisitos y, como se mencionó previamente, elementos técnicos establecidos en el artículo 27 de nuestros Lineamientos de Perforación, el operador dio el soporte técnico para la acreditación de este programa. Se acreditaron los elementos que permiten alcanzar los objetivos geológicos de este pozo. Y bueno, el pozo Quesqui-1DEL está considerado dentro del Programa de Evaluación que fue aprobado el 25 de julio de este mes mediante la resolución CNH.E.44.001 del año en curso. Para el cumplimiento del artículo 32 y el artículo 39, el operador hizo gala de la tecnología para el apoyo y la ingeniería de este pozo. En el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la perforación de este pozo acelerará el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero. Si es exitoso, obvio contribuirá a la reposición de las reservas de los hidrocarburos. Y como se mencionó previamente, el operador manifestó utilizar la tecnología indicada para la perforación del pozo. Por mi parte es todo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues observo con gran satisfacción que el pozo es perforado por un equipo de Pemex. ¿Verdad?

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RAÚL ORTIZ SALGADO.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cuál es el tratamiento que hacen económico? Porque de todos los pozos que hemos pasado por acá más o menos andan del mismo valor. ¿No? El costo de un pozo es función de la profundidad, de las tuberías de revestimiento, del lodo, de los registros geofísicos, pero una parte importante es el equipo. Entonces, si el equipo es propio, debería de tener una diferenciación de cuando el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

equipo es rentado. ¿Cómo manejan esta parte de los costos? No tenemos ese desglose – ¿verdad? – al parecer. Porque hay que tener la claridad de que lo que estamos aquí analizando es la integridad del pozo y de ahí no hay ningún comentario que hacer. Definitivamente está bien diseñado y mi votación va a ser en favor.

Pero esto del contenido nacional que hemos manejado durante algunas de las reuniones aquí del Órgano de Gobierno es bien importante y siempre hemos planteado que ojalá y Pemex pueda hacer la mayor parte de sus pozos a través de los equipos de perforación que ellos tienen con toda su tripulación que tienen alta calidad, lo cual significa que el contenido nacional se incrementa y que el dinero queda dentro del país. Cuando se contrata una compañía que viene de fuera, se le paga la renta del equipo y ese dinero no necesariamente va a quedar aquí en el país. ¿Saben ustedes si hay una diferenciación en el costeo que nos mandan o es exactamente el mismo? Porque no es lo mismo perforar con equipo propio que contratar uno aparte, siendo que – repito – el valor de la renta del equipo es parte importante del costo de los pozos.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí, sí hay una diferenciación en cuanto al costo. Y por ejemplo este que es de Petróleos Mexicanos digamos que consideran un costo de 38,000 dólares.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Como renta de equipo.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Como renta de equipo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para el mantenimiento.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Para el mantenimiento y funcionamiento de este.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y si fuera por fuera?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Y si fuera por fuera, pues serían alrededor de cuatro veces más.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y sí se refleja esto en los costos? Porque veo que el costo es alto también.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, también. Pero por las condiciones que ya mencionaba Comisionado, la profundidad a la que va, las tuberías de revestimiento, los *liners* que tiene programados por las condiciones de altas presiones y altas temperaturas. En fin, todo eso, por eso es que se ve muy similar. Pero sí, el costo del equipo nos señalan como 38,000 dólares para Pemex.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, nada más como comentario. Recordemos que tiene dos objetivos y en los dos objetivos se tiene planeado hacer pruebas de producción. Por eso también vemos en la terminación 200 millones, porque eleva bastante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Pues ojalá y tengamos muchos más pozos que el propio Pemex esté perforando.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretario, nos haría el favor de 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.45.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado, Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, para realizar la Perforación del Pozo Delimitador Terrestre Quesqui-1DEL.

ACUERDO CNH.E.45.006/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Materia Energética, así como 13, fracción IX, letra a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo delimitador terrestre Quesqui-1DEL.

II.5 Programa Bienal de Mejora Regulatoria de la CNH 2019-2020.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al doctor Rolando de Lassé Cañas, Director General de Proceso Regulatorio.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE PROCESO REGULATORIO, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Muchas gracias Comisionada. Comisionados, buenas tardes. Bien, como ustedes saben, la Comisión dentro de sus atribuciones establecidas en el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos tiene la de generar una serie de lineamientos y de regulaciones como consecuencia de la propia ley y en ese sentido como Órgano Regulador, pues con la intención de mantener actualizados y eficientes las regulaciones, se emite regulación o bien modifica regulación continuamente. Es una razón de ser de la propia Comisión.

Y en ese sentido, la Ley General de Mejora Regulatoria y los propios lineamientos de la ley han establecido procedimientos a raíz del año pasado de programas de mejora regulatoria con la intención de ir mejorando la regulación permanentemente. Y en ese sentido, nosotros tenemos que presentar nuestra regulación a la CONAMER y aclarando que, bueno, pues el plan que nosotros trabajemos y presentemos a la CONAMER no es una camisa de fuerza para la Comisión. Si nosotros en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

trayecto del Plan Bienal que presentemos a la Comisión consideramos que es necesario emitir distinta regulación a la que ya está en la propia CONAMER, podemos hacerlo. Y en ese sentido, bueno, como ustedes saben la COFEMER antes, ahora CONAMER, se transformó y por eso un poco el plan anterior. Por favor.

El plan se desfasa en este año nada más. Entonces el plan, aunque estamos ya en agosto, estamos presentándolo en todo 2019 y 2020. En el primer semestre de 2019 lo que estamos presentando a la CONAMER pues son regulaciones que la Comisión ya emitió e incluso ya se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, como son las de planes, las recientes publicadas Lineamientos de Uso y Entrega de Información, las modificaciones que hicimos a los Lineamientos de Reservas y las modificaciones o más bien la emisión, porque fue un Reglamento Interno nuevo el que se emitió y se publicó en el Diario Oficial de la Federación. Esas son regulaciones que ya hicimos. Ahora sí la siguiente por favor.

También lo que estamos proponiéndole a la CONAMER ahora es una serie de regulaciones que estamos estimando todavía este año enviar a CONAMER como son modificaciones a los Lineamientos de Medición, a los Lineamientos de ARES, a los de aprovechamiento de gas y las reglas de operación del Consejo Consultivo que tenemos en la Comisión pues vamos a emitir unas nuevas reglas. Quiero comentarles que la Comisión, la CONAMER nos hizo algunas recomendaciones, algunos lineamientos y, adicionalmente a las cuestiones que las distintas áreas tienen ya registradas para mejorar nuestra regulación, hemos adoptado algunas de las mejoras que tiene, que nos hizo la propia Comisión y en ese sentido, bueno, aprovecharemos también en la modificación de estos lineamientos para integrarlas. Asimismo, en el segundo semestre de 2019 tenemos previsto el inicio de grupos de trabajo para atacar también otras regulaciones que tenemos pendientes. Y es el caso de las reglas de operación del Comité Consultivo Nacional de Normalización, es decir, para que la Comisión pudiera emitir Normas Oficiales Mexicanas. Ahora sí la siguiente por favor.

De la misma forma, estamos previendo el inicio del trabajo para generar los Lineamientos de Recolección de Hidrocarburos, unos Lineamientos de Abandono y Desmantelamiento de Pozos y Continuidad en Actividades en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Caso de Renuncia de Asignaciones y también de contratos. Vamos a hacer una modificación a los Lineamientos de Perforación de Pozos y la modificación o más bien la generación de los Lineamientos de Recursos Prospectivos, de unos nuevos Lineamientos de Recursos Prospectivos.

Todo ese trabajo que vamos a hacer en el 2020 le estamos diciendo a la CONAMER, en el 2019 le estamos registrando a la CONAMER. Bueno, pues en el 2020, además de la generación de nuestra primera NOM, pues ya vamos a hacer la publicación y el envío de CONAMER de todo el trabajo que hicimos en el 2020. Entonces en el 2020 pues pretendemos ya publicar los Lineamientos de Recolección, las reglas de operación del Consejo Consultivo, los Lineamientos de Abandono. La siguiente por favor. Los de perforación de pozos y finalmente los Lineamientos de Recursos Prospectivos y Contingentes.

Como les comento, solamente lo que se somete a su consideración es pues este plan en cuanto a las regulaciones que se están pretendiendo. Ya dentro de los grupos de trabajo correspondientes pues ya se verá con todo detalle cuáles son las modificaciones pertinentes, escuchando por supuesto la voz de las áreas técnicas y de las ponencias. Eso es cuanto Comisionada, Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor de Lassé. ¿Algún comentario Comisionados? Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿La parte de seguimiento está involucrada como una parte de todos ellos?

DIRECTOR GENERAL DE PROCESO REGULATORIO, DOCTOR ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Así es, sí. En el seguimiento que hacemos a los lineamientos, encontramos por parte de las áreas técnicas áreas de mejora. Tal es el caso por ejemplo de los Lineamientos de Perforación de Pozos. Hicimos un ejercicio el año pasado en el que hicimos nuestro primer taller ex post de la regulación que se emitió. Nos juntamos con la industria, nos juntamos con la academia y recibimos retroalimentación de estos lineamientos. Tenemos ya, además de los recibidos en ese caso con el área técnica, cerca de 150 áreas de oportunidad para los propios lineamientos, tanto en requisitos como en plazos, etc. Y bueno, como ese, continuamente se está en contacto con las áreas para irlos mejorando y hacer pues de alguna



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

forma más eficiente nuestra normatividad. Pero sí, efectivamente Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, perdón. Valdría la pena por ejemplo este caso de perforación de pozos hacer quizá una especie de reporte, porque es muy bueno el taller que se tuvo y digamos los comentarios que se tuvieron en el mismo taller y después a raíz de eso qué tipo de mejora se va a hacer a la parte de la regulación y creo que eso da mucho sentido a lo que vamos a estar viendo a las próximas. Digamos, aquí es el Plan Bienal, pero digamos en las próximas mejoras a nuestras regulaciones. ¿No? Porque esto no nada más en lo de perforación de pozos, sino en todas las partes de nuestras regulaciones debería estarse haciendo para que, digamos, los usuarios de nuestras regulaciones estén dando comentarios y bien dando algunas mejoras de lo que podemos nosotros hacer dentro de los mismos planes, lo que se hizo a nivel de nuestros lineamientos y creo que esto se ha visto bien digamos a nivel de los usuarios que utilizan estas regulaciones. ¿No, doctor? Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que la regulaciones que tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos son una fortaleza institucional y está la prueba de que la CNH siempre ha buscado tener una mejora continua, que es el comentario que está haciendo ahora. La prueba de esto es que ya tenemos varias versiones de algunos de los lineamientos, por ejemplo, el de perforación de pozos. Y esto de ser una fortaleza es porque muy rápidamente podemos generar nuevas regulaciones porque tenemos una postura o un proceso que es muy poco burocrático al interior de la CNH, en donde muy rápidamente los Comisionados nos podemos poner de acuerdo y votar en favor en Órgano de Gobierno, después publicarlo en el Diario Oficial de la Federación.

Eso es algo muy bueno, es una fortaleza porque estamos abiertos primero a escuchar cualquier modificación que sea necesaria, pero también por otro lado tenemos esta rapidez de respuesta que se requiere en una industria petrolera que es tan importante para el desarrollo del país. Creo que eso hay que manifestarlo y el trabajo del doctor Rolando de Lassé pues ha sido fundamental dentro del desarrollo y la mejora de los lineamientos. La gente que nos escucha no sabe todas las discusiones que tenemos aquí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

al interior y la gran cantidad de reuniones que nos lleva tener un acuerdo acerca de alguna regulación. Pero lo que sí tiene que quedar claro para todos es que lo hacemos en la mejora, que las mejores prácticas se utilicen en la industria y que eso potencie el valor económico de los hidrocarburos, obviamente con todas las implicaciones que tiene que ver con el respecto al medio ambiente y a la seguridad industrial. ¿Verdad? Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Un comentario nada más doctora. El taller de regulación ex post precisamente es una recomendación de la OCDE que del estudio que tuvimos precisamente era de mejores prácticas de gobernanza corporativa y que hemos precisamente adoptando poco a poco.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Secretario, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.45.007/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracciones V, letra a. y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Programa Bienal de Mejora Regulatoria de Comisión Nacional de Hidrocarburos 2019-2020 e instruyó que dicho Programa sea presentado a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:09 horas del día 6 de agosto de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.


Alma América Porres Luna
Comisionada


Néstor Martínez Romero
Comisionado


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario designado para la sesión