



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:34 horas del día 13 de junio 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, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Trigésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0467/2019, de fecha 12 de junio de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre la solicitud de modificación de la autorización a BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas ultra profundas Trion-3DEL.
- II.2 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG04/2018.
- II.3 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración Presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018.
- II.4 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración Presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.
- II.5 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración Presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018.
- II.6 Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

II.- Asuntos para autorización



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.1 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre la solicitud de modificación de la autorización a BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas ultra profundas Trion-3DEL.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al ingeniero Héctor Silva González, Director de Caracterización y Delimitación de Yacimientos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Silva.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buenas Comisionada, doctor, Comisionados. En esta ocasión, como lo mencionó la Secretaria Ejecutiva, traemos para su consideración la solicitud de modificación a la autorización de la perforación del pozo delimitador en aguas ultra profundas Trión-3DEL del operador BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.

Como antecedente, es importante mencionar que el día 21 de mayo del 2019 en la 22ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno se aprobó la solicitud de la perforación de este pozo de manera original la primera vez por medio de la resolución CNH.E.25.012/19. El día 30 de mayo el operador petrolero ingresó la solicitud de modificación a la autorización. El día 6 de junio hubo una prevención, la cual fue atendida por parte del operador el día 10 de junio y el día de hoy 13 de junio del 2019 traemos para su consideración la solicitud de modificación. Cabe mencionar que desde que inició el proceso de modificación hasta el día de hoy, y acorde con los plazos de modificación, se ahorraron 14 días de tiempo para emitir la solicitud de autorización.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la siguiente diapositiva me voy a permitir saltarla debido a que en la sesión anterior se dio el fundamento legal para la autorización de pozos y me voy a ir directamente a los datos generales del pozo y a los cambios que atañen la modificación de este pozo. El pozo Trión-3DEL está considerando dentro del contrato CNH-A1-Trion/2016. Su clasificación es 106, pozo delimitador. Está ubicado en un tirante de agua de 2,596 metros. Sus objetivos geológicos corresponden al Eoceno Inferior. Son dos arenas, la arena 100 y la arena 350, las cuales se encuentran en una profundidad de 3,894 metros a 3,995 y de 4,049 a 4,097 metros verticales bajo mesa rotaria tanto para la arena 100 y la 350. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero de 34 y 36 grados API. Las condiciones de presión y temperatura del yacimiento no cambiaron con respecto a la solicitud original, 53 y 58 °C para la arena 100 y 350 y 6,446, 4,726 psi para la arena 100 y 350. La trayectoria del pozo sí se modificó. La trayectoria es una trayectoria tipo S modificada con un pequeño cambio. En este caso, el operador incluyó una desviación somera a la profundidad de 3,030 metros, lo cual en la jerga petrolera se llama *nudge*, para alcanzar una inclinación de 6.4 grados de inclinación y librar unas fallas que había identificado en la parte sísmica. Posteriormente, el pozo se verticaliza y continúa la profundidad hasta 3,225 metros donde inicia formalmente el KOP o la desviación del pozo, para alcanzar una inclinación máxima de 57.5 grados y de ahí mantenerse tangente hasta 4,215 metros donde inicia el segundo KOP para comenzar a disminuir la inclinación del pozo y alcanzar una inclinación final de 36.5 grados.

Los principales cambios en la trayectoria del pozo permitieron reducir las tasas de construcción originalmente planeadas de 3 grados por cada 30 metros a 2.6 grados cada 30 metros en la sección de construcción. Y en la sección para decrementar el ángulo, de 2.55 grados cada 30 metros a 1.38 grados. Eso trae una ventaja que reduce el torque y arrastre del pozo. Y en la sección, que la última sección donde perforan los intervalos las arenas 100 y la 350, se tiene una mayor inclinación y eso ayuda a que durante la toma de registros se tenga mayor éxito dado que se van a tomar con una línea de cero, no se vaya a atascar la línea de cero. Esa fue parte de la modificación. Además, incluyeron en la solicitud la realización de un posible *sidetrack*. En caso de que no encontraran los objetivos, más bien de que no se tuviera éxito en la perforación de este pozo, de acuerdo a los objetivos definidos por el operador que en este caso se encontraran arenas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

saturadas con agua, que se encontraran arenas altamente falladas o un contacto gas-aceite más abajo de lo estimado, el operador manifestó que podía realizar un *sidetrack* geológico, que lo vamos a ver más adelante en el diseño y cómo se realizaría.

La profundidad total programada es de 4,672 metros desarrollados que equivalen a 4,247 metros verticales y hubo cambios en el costo del pozo. Si recuerdan, en la sesión que se aprobó este pozo, el costo total fue de 80.46 millones de dólares. Con los cambios que está solicitando el operador, el pozo se reduce a 64.78 millones de dólares. Desglosados en perforación y abandono, pasa de 69.43 millones a 55.75 millones para la perforación (de dólares) y para el abandono de 11.03 a 9.03 millones de dólares. Los tiempos ajustados con esta nueva solicitud iniciarían la perforación el 1 de julio, concluyendo el 7 de agosto y el mismo 7 de agosto iniciarían los trabajos de abandono del pozo para concluirlos el día 30 de agosto.

Las características del barco perforador siguen siendo las mismas. Es el barco perforador Deepwater Invictus con una capacidad para perforar en un tirante de agua máxima de 3,657 metros, una profundidad total de perforación de 12,190 metros y preventores de 15,000 psi. Del lado derecho podemos observar los pozos de correlación. De lado mexicano se utilizaron los pozos Trion-1, 1DL, Exploratus-101, Maximino-1, Supremus-1 y del lado americano se consideraron en el diseño los pozos Baha, Trident, Tobago, Silvertrip, Tiger y Great White. Por lo que respecta a las distancias del pozo a los límites del área contractual, se ve que no tiene problemas, la trayectoria no sobrepasa los límites. Al Norte está a 9.2 km, al Sur se encuentra a 24.9 km, al Este a 4.3 km y al Oeste a 29.1 km de distancia respectivamente. En la siguiente diapositiva.

Lo que vamos a ver además de la trampa, el tipo de trampa, son las dos secciones sísmicas. En la parte inferior, en donde se observa la primera sección sísmica, corresponde a la que tuvo acceso el operador petrolero para el diseño de este pozo. La siguiente sección sísmica es la sísmica reprocesada y de la cual deriva la modificación del diseño de este pozo. En la primera sección el tipo de sísmica es de tipo NAZ, Narrow Azimut, y en la segunda sección, la de la derecha, es de tipo MAZ, Multi Azimut. Lo que comenta el operador petrolero es que en esta sección se observa una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

arena, la LM96 y cómo se acuña justo antes de llegar a la trayectoria del pozo. Con esta evaluación, la evaluación del riesgo del operador petrolero calificaba un riesgo bajo de poder atravesar esta sección durante la perforación de la etapa de 22". Para el siguiente procesado, la siguiente sísmica que se considera de mayor calidad, corrobora que efectivamente esa sección – la LM96 – se acuña y que la trayectoria no tiene riesgo de atravesar esa sección. Esa sección o esa arena petrolífera LM96 lo que podría causar es un influjo durante la perforación y causar problemas. Pero al corroborar que la trayectoria no atraviesa esa arena petrolífera, lo que permitió al operador es asentar esta tubería de 22" que anteriormente se tenía a esta profundidad, bajarla hasta el asentamiento de la tubería de 18" y eliminar la tubería de revestimiento de 18" y con eso se ahorran los tiempos de perforación de la sección de 18", la cementación de la de 18". Por lo tanto, el nuevo diseño, que más adelante lo vamos a ver en el estado mecánico, considera la perforación del tubo conductor de 36" que va a ser jeteado y la perforación de la tubería superficial hasta la profundidad de donde antes estaba la tubería de 18". En la sección sísmica de la derecha, en la misma diapositiva, se observa la trayectoria del pozo y las cimas y bases de los objetivos, la cima y base de la arena 100 y de la arena 350. Ahora sí, en la siguiente diapositiva se observa el estado mecánico programado del pozo. En la siguiente diapositiva.

En la parte izquierda se ve la columna geológica y cómo va desde el Plioceno hasta el Eoceno Inferior. La perforación de la arena petrolífera LM96, que era justamente a la altura de la tubería superficial de la tubería de 22", y posteriormente pasaríamos a la tubería de 13 3/8" a 3,542 metros, seguido de la tubería de 11 7/8" a 4,152. Otro cambio que hubo en el diseño es que la última sección antes se tenía asentado una tubería de revestimiento y cementada. En este nuevo diseño se considera la perforación de esta sección y dejarla en agujero descubierto para su posterior evaluación, lo cual permite en este caso, en dado caso de que se pueda el pozo utilizar como un pozo que se pueda recuperar en el futuro, se abriría una ventana en la tubería de 11 7/8" y se permitiría la recuperación de este pozo en un futuro. La principal razón y el cambio en los diámetros de las tuberías tuvo un impacto importante debido que al pasar de una tubería de 22" a 13 5/8" en lugar de una tubería de 22" a 18", se amplía los diámetros anulares, el espacio anular, y la hidráulica de la cementación mejora. Por lo tanto, existe una probabilidad de que la cima



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de cemento pueda cubrir la arena petrolífera LM96, aislarla adecuadamente y en este caso abandonar el pozo de tal forma que se pueda recuperar en el futuro. En dado caso de que la cementación no fuese exitosa acorde con lo comentado por el operador petrolero, lo que procedería es que van a recuperar el complemento de la tubería de 14", que es lo que se ve en verde en el estado mecánico. A la altura de la zapata de 22", ahí van a hacer el corte, van a colocar un tapón de cemento y van a colocar un tapón de cemento en la parte superficial y un tapón de cemento en las arenas 100 y 350 y abandonarían el pozo de manera definitiva.

Por lo que respecta a la ventana operativa, del lado derecho podemos observar las curvas típicas de una ventana operativa. La presión de poro en color verde sólida. La línea azul sólida representa las densidades de perforación. Cabe mencionar aquí que desde el lecho marino hasta el asentamiento de la tubería de 22", lo que está graficado no es la densidad del pozo, sino la densidad equivalente debido a que tenemos un gradiente dual. Tenemos primero una columna de 2,500 metros de tirante de agua seguido de una columna de fluido de perforación y recortes de la barrena. Entonces lo que se ve graficado ahí es una densidad equivalente. A partir del asentamiento de la tubería de 22", se establece comunicación hasta superficie por medio del riser y lo que se ven graficados ya son las del pozo. Y se puede observar que tanto la densidad equivalente como las densidades programadas del pozo se quedan contenidas dentro de la presión de poro y la de fractura, que es la línea roja para las lutitas. La siguiente línea, la última de la derecha, es la de sobrecarga, gradiente de sobrecarga. Esto es básicamente las modificaciones al diseño de este pozo que traen un ahorro significativo en la perforación y los tiempos para la perforación de este pozo.

En la siguiente diapositiva, lo que se evalúa son los elementos de evaluación, en los cuales se verifica que se cumpla con los artículos 27, los artículos 37, 38, 40 y 41. Hablan de la modificación y del proceso de modificación de pozos, en este caso debido al cambio del diseño del pozo, los cuales dan soporte técnico para la selección del diseño. Y se verificó que se acreditaran los objetivos para alcanzar, más bien, que se alcanzaran los objetivos geológicos propuestos en este nuevo diseño, igualmente preservando la integridad del pozo durante todo su ciclo de vida. El pozo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

está considerado en el Programa de Evaluación, tan es así que ya se aprobó anteriormente y en esta ocasión vuelven a solicitar la modificación del diseño. Y la utilización de la tecnología adecuada para la perforación de este pozo, que es la misma que se mencionó la vez pasada el ROV para las operaciones de cementación, el barco perforador, el conjunto de preventores doble, de dobles preventores, con capacidad de hasta 15,000 psi y las sartas de perforación, que es básicamente la tecnología que se utiliza para la perforación de este pozo. Y, por otra parte, el cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Con la perforación de este pozo se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. En caso de ser exitoso, se va a contribuir a la reposición de reservas de hidrocarburos de la nación. Y con esto concluyo mi intervención.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues yo creo que vale mucho la pena hacer un énfasis especial en que la ingeniería de alta especialidad que optimiza las operaciones pues reditúa bastante. En este caso es el 20% del costo del pozo que tenían al inicio. Y cuando hablo de la ingeniería pues hablo de toda la parte de la sísmica, pero también de la parte de perforación. Seguramente que los que están escuchándonos oyeron lo complicado que es las cuestiones de los diseños y las altas especialidades que en algunos casos requieren también de softwares muy, muy caros, especializados vamos a decir. Entonces que bueno, que bueno, aunque es un contrato de licencia y alguien pudiera decir, bueno, es que lo están viendo para ellos, pues hay que recordar que Pemex está aquí dentro. O sea, es Pemex junto con BHP. Entonces bueno, también eso tiene que ver con la transferencia de tecnología porque están trabajando los dos operadores. Bueno, el que opera es BHP Billiton a través de la empresa que crearon BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, pero el trabajo es conjunto. Entonces que bueno, que bueno que estén dando resultados la aplicación de la ingeniería de alta especialidad y se tengan ahorros tan importantes como estos. Pero si estos son los ahorros que podemos ver en los pozos, imagínense los ahorros o el valor agregado que podemos tener cuando se explote el yacimiento, ahí van a ser de miles de millones de dólares posiblemente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias doctor.
Ingeniero Alcántara.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO
JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si, yo nada más tengo un comentario
para concluir con respecto a lo que comentaba el Comisionado Néstor
Martínez. Con estas modificaciones que se hicieron, independientemente
de que se disminuyen los riesgos operativos, independientemente de que
se utilizan esas nuevas tecnologías que se mencionaban, en total el ahorro
de estas modificaciones equivale a 18 millones de dólares y con una
reducción en tiempo de 14 días. Entonces creo que esa es la parte
importante también ya como conclusión para la presentación de este pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nada más pudieras
recordar si con esto termina la parte de delimitación o todavía hay otro
pozo delimitador.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE
EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Tienen aprobado
un pozo, un cuarto pozo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Un cuarto pozo, OK.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE
EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No han definido si
lo van a perforar o no, pero tienen un Trion-4DEL aprobado para autorizar.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO
MONROY SANTIAGO.- Si, nada más para complementar el comentario. Este
pozo precisamente 3DEL estaba en un escenario incremental. En el base
estaba el 2DL y este, el 2DL el objetivo principal era evaluar la
productividad y obviamente la extensión del yacimiento. En este caso en el
3DEL el objetivo original era llegar al contacto agua-aceite en la parte norte
media más o menos del campo. Pero sí, y hay un pozo todavía más. No



Comisión Nacional de
Hidrocarburos.

sabemos si se va a perforar porque está en el incremental y seguramente va a depender también de los resultados de este pozo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias doctor. Ingeniero Zapata.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO CUAUTÉMOC CÉSAR ZAPATA GONZÁLEZ.- Sí. A mí me gustaría hacer el siguiente comentario. Hay que reconocer la oportunidad de reacción del operador porque aún y cuando se había ya autorizado el pozo, en ese ínterin él recibió información de Narrow Azimut a Multi Azimut para poder precisar información y aprovecharla. Entonces dado que los lineamientos le permitían a él solicitar una modificación de la autorización, la hizo de manera oportuna y aprovechó esa oportunidad para reducir sustancialmente los costos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. ¿Algún comentario? Secretaria Ejecutiva, 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.32.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la solicitud de modificación de la autorización a BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. para realizar la perforación del pozo delimitador en aguas ultra profundas Trion-3DEL.

ACUERDO CNH.E.32.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción XIII, letra a., del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. la modificación para realizar la Perforación del Pozo Delimitador en Aguas Ultra Profundas Trion-3Del.

II.2-II.5 Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG04/2018.

Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración Presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018.

Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración Presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.

Resolución por la que la Comisión se pronuncia sobre el Plan de Exploración Presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el desahogo de los puntos II.2 al II.5 del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva propuso que su presentación se realizara de manera conjunta por tratarse del mismo operador y al término de la misma, se propondrían de manera individual las propuestas de acuerdo de cada Contrato.

Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

En desahogo de estos puntos, la Secretaría Ejecutiva 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, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias, buenas tardes. Buenas tardes a todos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdón maestro.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No se preocupe Secretaria. Solo para dar el contexto y después pasarle la palabra al maestro Hernández. A ver, estamos presentándoles cuatro Planes de Exploración del contratista Shell que están relacionados con los cinco planes que aprobamos el martes pasado. Estos nueve contratos tuvieron lugar como consecuencia de la cuarta licitación de la Ronda 2. Son aguas profundas en el Golfo de México. Se licitaron entonces 29 áreas contractuales, se adjudicaron 19 de ellas y de esas 19, 9 fueron adjudicadas a Shell. De estos cinco que ya aprobamos el martes, cuatro de ellos tuvieron lugar en el Cinturón Plegado Perdido al norte del Golfo de México y uno tuvo lugar en la Cuenca Salina. Los cuatro que veremos hoy, uno de ellos es en el Cinturón Plegado Perdido y tres más son en la Cuenca Salina.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las cifras globales de inversión, de ser aprobado estos cuatro por el Órgano de Gobierno, en el escenario base suman 791 millones de dólares y en el escenario máximo incremental sumarían 2,381 millones de dólares. Insisto, estos son los nueve contratos, cinco ya aprobados, cuatro que estamos trayendo a su consideración. Lo dijo el doctor Néstor Martínez en la sesión del martes, pues las aguas profundas son, pues yo lo digo en broma y en serio, es la fórmula 1 de las actividades de exploración y extracción pues por los montos de inversión que se requieren, por la tecnología que está involucrada, por el riesgo geológico que esto implica. Son las actividades más complicadas, ¿no? Yo espero que igual que los cinco que ya aprobamos y de aprobarse estos cuatro, pues yo espero que sean muy exitosos y espero que en 7-8 años estemos viendo la producción, de resultar exitosa la etapa exploratoria, pues que lleguen hasta la etapa extractiva, lo cual no sucederá antes de 7-8 años. Hay que tener claros los tiempos, lo dijo también el doctor Martínez, pues estas actividades no se pueden adelantar por más voluntad que tenga el operador. Se requieren muchos estudios, se requiere mucho análisis, hay pues aquí involucrada mucha tecnología. Entonces solo para darles estas generalidades, y si me lo permiten ahora sí Secretaria, yo le pediría al maestro Hernández que nos presentara las generalidades de estos cuatro planes y luego lo que cada uno se identifique en lo individual pues para ponerlo a su consideración en una presentación, insisto, que engloba a estos cuatro planes. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Maestro, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias Comisionado. Efectivamente pues vamos a ver los cuatro contratos que son los que complementan estos nueve, el conjunto de los nueve contratos que Shell se adjudicó en la cuarta licitación de la Ronda 2. Si seguimos. El fundamento legal que seguimos para darle trámite a la elaboración del dictamen y presentación aquí al Órgano de Gobierno pues se sustenta en la Ley de Hidrocarburos, así como en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, además de las propias facultades que tenemos en el Reglamento Interno y el proceso que está marcado en los lineamientos que en el momento de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

presentación del plan estaban vigentes, además de las cláusulas del contrato que hacen referencia a la presentación de estos planes y los programas asociados con la presentación de estos planes.

Para seguir con el contexto que ya nos daba el Comisionado Pimentel, ustedes pueden ver aquí en el mapa de la derecha cómo uno de los bloques, que son los que están pintados digamos con esta sombra roja. Uno de los bloques está aquí en el área de Perdido y los otros tres bloques están aquí en la Cuenca Salina. De nuevo, en este mapa ustedes van a ver que los bloques de aguas profundas que están pintados en amarillo son los bloques de la licitación 1. Los bloques que están pintados en gris son los bloques de la licitación 2 para aguas profundas y los que están en verde son de las asignaciones petroleras de Petróleos Mexicanos. Entonces nos vamos a referir en esta ocasión a estos cuatro, a este que está en el Norte en el Cinturón Plegado Perdido y a estos tres que están en la Cuenca Salina. Si seguimos por favor.

Entonces respecto de la cadena de valor en la etapa exploratoria donde se encuentran estos bloques, todos se encuentran en la etapa inicial de evaluación del potencial. Por las actividades planteadas, algunos de ellos podrían alcanzar la etapa de incorporación de reservas ya que hay perforación de pozos programadas. Entonces el objetivo como tal de los Planes de Exploración de manera general pues es evaluar el potencial en distintos plays. Si hacemos referencia a los plays del área de Cinturón Plegado Perdido, pues sería para el Mioceno, el Oligoceno y el Eoceno, que son los prospectivos o los que se les ha encontrado prospectividad o que ya están probados en algunos casos para el Cinturón Plegado Perdido. Y en el caso de la Cuenca Salina, sería para el Mioceno, el Oligoceno, el Eoceno y llegan a probar o están planteando el concepto para ir al Cretácico y hasta el Jurásico, que son pues algunos plays prospectivos en la parte somera y que se está buscando que sean también prospectivos en esta parte profunda. Además de identificar algunos otros prospectos que tienen porque van a hacer estos estudios, lo vamos a ver, y madurar los que ya actualmente consideran.

Asimismo, pues con la perforación de los pozos van a corroborar la existencia o no de hidrocarburos en las áreas de estos contratos. Como actividades exploratorias generales, se hará adquisición, procesamiento,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reprocesamiento de la información sísmica que existe, también un conjunto de estudios exploratorios y la perforación de los prospectos exploratorios que hoy tiene visualizado el operador. En esta tabla que ustedes ven aquí a la derecha, vemos las cuatro áreas contractuales que yo las voy a nombrar así para no hacer los nombres tan grandes: PG04, G02, G04, G09. En la PG04 se perforaría un pozo en el escenario base y para el escenario incremental sería un prospecto con un *side track*. Para el G02 serían dos prospectos que hoy los tiene visualizados el operador como B y F y para el escenario incremental sería el B y en este caso el G, además de dos *side tracks* en los dos prospectos. En el caso del G04 sería un prospecto que sería el F y además en el escenario incremental adicionarían uno que sería el G y también en este caso dos *side tracks*. Para el G09 tienen visualizado la perforación de dos prospectos, en este caso son el 26 y 27. En el caso del escenario incremental, se profundizarían esos dos prospectos, irían a algunos plays más profundos y además se perforarían *side tracks*. Entonces, como vemos, el escenario incremental en todos los casos pues justamente está haciendo eso, incrementando actividades de las que se plantean en los escenarios base.

Ahora bien, si lo vemos en la siguiente ya un poco más enfocado hacia las áreas contractuales, vemos en el mapa del lado izquierdo que está el bloque PG04. Este bloque PG04 es contiguo justamente a otros dos de los bloques de Shell que se aprobaron o cuyos Planes de Exploración fueron aprobados el martes y hacia el Norte tiene frontera digamos con una de las asignaciones de Petróleos Mexicanos. En el caso de los bloques de la Cuenca Salina que es el mapa de la derecha, estamos viendo que son dos bloques que están justamente al oriente del bloque que ya se aprobó su plan el martes y que están hacia la parte del borde del escarpe de Campeche o de Yucatán y uno que está hacia el Sur que tiene colindancias con uno de los contratos de Carigali y de Murphy y de Carigali hacia el Noroeste. Entonces, como vemos, creo que es muy claro en ambas regiones cómo los bloques de Shell pues están agrupados en una especie de clúster para las operaciones que ellos realizarían. Respecto a las superficies y los tirantes de agua que consideran estos bloques, prácticamente todos rondan los 2,000 km² a excepción del G09 que tiene 3,066 km². Los tirantes de agua van desde los 500 metros en el caso más somero hasta en el caso justamente del bloque G02 que es de los que queda más al Norte que es este que estoy señalando aquí al Norte. Ese



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

llega hasta 3,050 metros de tirante de agua. Entonces pues nos encontramos en zonas de aguas profundas y ultra profundas en el Golfo de México.

Ahora bien, entonces vamos a ir viendo las particularidades de cada uno de estos bloques. Para el PG04 pues es un área que, como ya vimos el martes, tiene antecedentes exploratorios de actividades que se han realizado. Se encuentra por supuesto en el Cinturón Plegado Perdido y la distancia hacia la costa son aproximadamente 240 km de la costa de Tamaulipas. La información con la que se cuenta en el área es información sísmica 2D, 3D, estudios de métodos potenciales que ya existen ahí, además de aero-magnéticos, aero-gravimétricos y también estudios de *multibeam* que ya se han realizado en el área. Es decir, son áreas donde ya hay digamos bastante información a nivel superficial. No se encuentran pozos en esta área, eso es importante mencionarlo.

Ahora bien, respecto de las actividades que se van a llevar a cabo. El contratista propone o mejor dicho como estamos viendo las actividades que se van a llevar a cabo, las agrupamos en adquisición y procesamiento de información geofísica, estudios exploratorios y perforación de pozos. Entonces respecto a la primera que es adquisición y procesamiento de información geofísica, lo que se va a hacer es adquirir información, procesarla, reprocesarla para, a la par que se están haciendo esos estudios o ese reprocesamiento sísmico, también se van a llevar a cabo algunos estudios geológicos regionales, a detalle, petrofísicos, estratigráficos que se van a llevar a cabo durante el resto del año y el siguiente. De manera que se sustentaría la perforación de un pozo exploratorio para que, de acuerdo con el cronograma presentado, en 2020 estuviera ocurriendo. En el escenario máximo alternativo que decíamos, pues lo que se está presentando aquí es un *side track*, un *side track* que ocurriría por supuesto pues posterior a que se perfore el pozo exploratorio.

Ahora bien, respecto a algunas características que tiene este prospecto que es el denominado oportunidad A, es un pozo que se estima que sea vertical. Es un pozo que, como decíamos, va a algunos niveles del Terciario hasta el Oligoceno. Entonces el tirante de agua donde está considerada la perforación de este pozo es de 1,490 metros actualmente y el tipo de hidrocarburo esperado es aceite porque es lo que se tiene prospectivo para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ese play. Como vemos, la información sísmica todavía requiere de procesamiento. Es lo que el contratista tiene hoy visualizado, no obstante, como veíamos en el cronograma, van a hacer adquisición, procesado y reprocesado de la información sísmica porque les hace falta madurar esta parte.

En la que sigue vemos cómo está el tema de las unidades de trabajo. De manera similar lo vamos a presentar en todos los casos. Tenemos un Programa Mínimo de Trabajo en el contrato que es de 10,400 unidades. Para este caso, hubo un incremento en el programa que es equivalente al valor de un pozo, por lo tanto, las unidades de trabajo quedan en 56,200 unidades por cumplir en el contrato. En el escenario base el contratista superaría ese número con cerca de 80,500 unidades y si materializara el escenario máximo incremental pues serían casi 175,000 unidades, con lo cual vemos que se están cumpliendo las unidades de trabajo por contrato.

Ahora, en lo que respecta a las inversiones asociadas con este plan, sabemos que existe el catálogo con el cual se hace la agrupación de estas inversiones que están de acuerdo con la actividad y la subactividad. Entonces vemos que para el escenario base de este plan se consideran aproximadamente 82 millones de dólares en donde, dado que hay propuesta la perforación de un pozo, ese pozo se lleva prácticamente 53.5 millones de dólares aproximadamente, por lo que dos terceras partes de la inversión estaría destinada a la perforación del pozo. Si el contratista decide ir por el escenario máximo alternativo, entonces aquí, pues al haber un *side track* adicional, entonces la inversión sube casi a los 140 millones de dólares y la proporción cambia a 79% de la inversión asociada con la perforación de pozos, que es donde está cargado la parte de los *side tracks*.

Ahora, para el área G02, aquí ya nos movemos, nos vamos hacia la parte de la Cuenca Salina. En la parte de la Cuenca Salina este bloque el G02 es justamente el que se encuentra, de los que hoy estamos viendo es el que se encuentra más al Norte. Por eso es el que tiene el tirante de agua más profundo hasta 3,050 metros y el mínimo es de 2,000. Es decir, aquí, todo lo que se haga aquí pues ya cae en la categoría de aguas ultra profundas. Está a poco más de 300 km de la costa de los puertos que quedan más cercanos ya sea de Coatzacoalcos o de Ciudad del Carmen y también aquí existe información exploratoria en el área. Existe información de ARES que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se ha recogido a través del estudio Campeche WAZ, información que en su momento tuvo Pemex de Sayab, Gigante, en fin, algunos estudios exploratorios que ya existen en el área. Este se le considera como un área de frontera, tampoco hay pozos exploratorios perforados en el área. Están a más de 100 km los pozos más cercanos, entonces todavía no está conocida digamos la columna en esta zona.

En la que sigue vemos cómo están calendarizadas las actividades para este bloque. Vemos que de la misma manera que en el bloque anterior también empezamos con los estudios, perdón, con la parte de adquisición y procesado sísmico, en donde se tomará la información existente y la que se compra al Centro para reprocesarla. Se hacen los estudios geológicos, geoquímicos de la información existente para sustentar la perforación de los pozos. Aquí en este caso pues tenemos un pozo para el escenario base, otro pozo para el máximo alternativo y recordemos que están los *side tracks* como parte de la posibilidad en el escenario máximo alternativo. Como parte del escenario máximo alternativo también, se obtendría mayor información sísmica y se reprocesaría la misma. Eso es en el caso del máximo alternativo.

Si vemos entonces la parte de los prospectos, en este caso tenemos dos prospectos para perforar digamos, ahí es lo que se sustenta. El que es común en ambos escenarios hoy visualizados por el contratista es este prospecto B que tiene una profundidad total de 5,000 y en el caso del escenario máximo alternativo sería de 6,500 porque iría a plays más profundos hasta el Cretácico. Y en el escenario máximo alternativo, también harían un *side track*. Como vemos, es una zona donde la tectónica es intensa y entonces la trampa está muy bien marcada. En los otros dos prospectos se trata de los dos que se estarían perforando, ya sea el F o el G, cualquiera de los dos, que es lo que tiene visualizado hasta ahora el contratista. En el caso del prospecto F, sería aproximadamente a 5,000 metros y los objetivos son del Terciario. En el caso del prospecto G, además de los objetivos del Terciario, del Eoceno, ahí estarían buscando llegar hasta el Jurásico. Este play Jurásico que, pues si bien es conocido en la parte somera, pues hay una buena distancia desde aguas someras hasta este bloque. Entonces por eso está en su escenario máximo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Si seguimos con las unidades de trabajo, entonces dada la diferencia en las actividades, pues también está la diferencia en los escenarios. Aquí las unidades cambian un poco para el compromiso mínimo. El compromiso mínimo son 11,700. Para el incremento del Programa Mínimo fueron 95.000, de manera que el contratista debería cubrir 106,700 unidades por contrato. En el escenario base las supera con 136,000 y un poco más de unidades. En el escenario máximo alternativo pues evidentemente son mucho más de 400,000 unidades de trabajo que serían las que se estarían alcanzando si se llegan a llevar a cabo estas actividades.

Ahora, respecto de las inversiones asociadas con estos escenarios, tenemos que para el escenario del caso base con la perforación de este pozo que está alrededor de los 92 millones de dólares, estaríamos hablando que la inversión total de este bloque sería de 116.7 millones de dólares aproximadamente. En el caso de llevarse a cabo el escenario máximo alternativo, pues al considerar la perforación del otro pozo más profundo, entonces la inversión pues por supuesto ya se multiplica y además de los *side tracks* que están cargados justamente aquí en esta subactividad de perforación de pozos. Por eso es que aquí es donde se da el incremento mayor. Vemos como en el base eran 92 millones y aquí en el incremental son 317 millones, hay un incremento pues considerable, de manera que la inversión total sería de 351 millones, perdón, aproximadamente.

Ahora, si nos vamos a la siguiente. Entonces ahí vemos cómo está el bloque que está contiguo al oriente que es el G04. Este bloque tiene la característica de también estar a cerca de 300 km de los puertos que están en la zona del Golfo de México. Seguimos estando en la Cuenca Salina. Este bloque lo que tiene como condicionante – o no como condicionante, como particularidad y lo vemos quizá en esta parte del mapa – es que ya está más cercano hacia la parte del borde de la plataforma, perdón, del borde del escarpe de Campeche o de Yucatán. Entonces está más cercano estratigráficamente hablando el Mesozoico. Entonces por eso sería más prospectivo ahí digamos. También existe ya información exploratoria en el área. Este estudio, el Campeche WAZ, también cubre esta zona, además de otros estudios sísmicos como el Sayab. Existe más o menos la misma información de antecedentes exploratorios en esta zona como en el bloque anterior. Tampoco hay pozos perforados, es la misma condición. Aquí el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tirante de agua es un poco menor, de 1,600 a 2,900 metros están los tirantes de agua.

Ahora, si vemos las actividades cómo están programadas aquí, de nuevo vemos que se va a adquirir la información y se va a procesar, la información sísmica me refiero. Se va a comprar información sísmica 3D de Azimut NAZ, lo que se conoce como NAZ. Se van a hacer los estudios exploratorios asociados con análisis de hidrocarburos, estudios estratigráficos, estudios regionales, para sustentar entonces la perforación del pozo que estaría dándose en 2021 para el escenario base y uno para el escenario alternativo o máximo alternativo para el siguiente año. De nuevo, también aquí tenemos como algunas actividades adicionales para el máximo, también adquisición y procesamiento de información sísmica que es lo que plantea al operador. Ahora, si vemos los prospectos que están considerados en esta área, también vemos que hay considerados dos prospectos a perforar. Actualmente el contratista en sus planes detalló o nos dio información de una gran cantidad de prospectos que ahora tienen identificados y los que presenta actualmente como posibles a perforar pues son los que tiene con mayor certidumbre al momento. Entonces en este caso son el prospecto F y el prospecto G. Ambos tienen como objetivo geológico llegar al Cretácico por lo que les decía hace un momento, nos encontramos más hacia la parte oriental, por lo tanto, el Mesozoico no está tan profundo. En los dos casos tenemos trampas estructurales bien marcadas y lo que no hay todavía una claridad acerca del hidrocarburo esperado, no obstante, por ahí mencionan que sería aceite, pero pues estamos muy lejos de cualquier actividad que se haya dado.

Ahora, respecto de las unidades de trabajo. De manera análoga al bloque anterior, aquí el incremento fue solamente el equivalente a un pozo, es decir 47,500, por lo que el compromiso de unidades de trabajo sería de 59,200. En el caso del escenario base las supera con 62,482 unidades. Si llevan a cabo el escenario alternativo con otro pozo y con los *side tracks* que están pensando hacer, pues son 256,766 unidades. Si vemos esto, estas actividades de unidades de trabajo reflejadas en la inversión, la inversión asociada para este bloque está la mayoría en el escenario base 73% con la perforación del pozo que sería de cerca de 62.7 millones de dólares la inversión total de este bloque para el periodo inicial de exploración. En tanto que, para el escenario máximo alternativo, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversión total sería de 271 millones de dólares aproximadamente. Claramente, de nuevo aquí con la actividad de perforación de pozos y los *side tracks* que se están programando, pues vemos que el 88% de la inversión se destina a esa subactividad tal como lo tenemos considerado en el catálogo.

Finalmente, el área G09. En la siguiente ustedes van a ver el mapa de ubicación. Seguimos en la Cuenca Salina, solamente que de los tres bloques que veíamos este es el que se encuentra más al Sur, es decir, el que se encuentra más hacia la parte de aguas someras y se ve en su tirante de agua. Va de 600 a 2,000 metros y estamos en una zona menos profunda. Aquí sí ya nos encontramos a una distancia pues que ya pareciera más cercana, sin embargo, es considerable: 135 km todavía de la costa. Aquí sí ya se perforó un pozo, el Tamha-1, hace poco más de 11 años que resultó invadido de agua salada, no tuvo éxito. Hay adquisición también de información de algunos cubos sísmicos como el Temoa, Han Sur, en fin. Hay información sísmica, información de métodos potenciales y también hay estudio de *multibeam* en esta zona. Entonces a nivel superficial hay un cubrimiento de información bastante importante. Entonces si vemos en la que sigue el cronograma de estas actividades que plantea Shell realizar en este contrato pues es como adquisición y procesamiento de información geofísica licenciar este estudio que se encuentra en el área de un Azimut amplio para después procesarlo. A la par que se está haciendo eso, también se desarrollarán los estudios geológicos tanto de detalle como regionales. Se integran los resultados y le dan sustento a la perforación de los pozos. Aquí recordemos tenemos dos perforaciones que en su escenario máximo se profundizan y además se hacen dos *side tracks*. Por eso es que están marcados como en el escenario máximo, no obstante es digamos la misma actividad para el escenario base en cuanto al número de pozos, pero actividades adicionales en el escenario máximo incremental.

Entonces si vemos en la siguiente vamos a ver en dónde se localizan los prospectos y vamos a ver que en esta sección aquí se observa una sección sísmica que cruza justamente a una de las zonas prospectivas y se alcanza a ver en el lado izquierdo lo que es la oportunidad 26 que les decía hace rato que sería esta trayectoria y del lado derecho se observa la oportunidad 27 que están digamos sobre la misma estructural de manera regional. De manera local, pues ya van sobre algunas trampas específicas, esta que se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

encuentra en la parte suroeste del área y esta otra que se encuentra en la parte noreste de la misma estructura. Entonces ambos objetivos geológicos están buscando probar el Mioceno que es prospectivo en la zona y también alcanzar el Cretácico con un tirante de agua de 880 metros aproximadamente ambos y esperan que el hidrocarburo sea de aceite, el hidrocarburo encontrado.

Si vemos las unidades de trabajo que están asociadas con estas labores del plan, vemos que aquí el incremento al Programa Mínimo de Trabajo fue del equivalente a dos pozos, por eso es que se plantea la perforación de esos dos, para cumplir 106,700 unidades. En el escenario base supera esa cantidad llegando a 141,000 unidades y en el escenario máximo alternativo, al considerar pozos más profundos y los *side tracks*, pues llega a 367,000 unidades de trabajo, con lo cual se ve que las actividades supera todo. En cualquier escenario, se supera lo que está en el contrato. Ahora bien, respecto a las inversiones asociadas con estos dos bloques, perdón, con estos dos escenarios de este bloque. De nuevo tenemos que la perforación de pozos es lo que gobierna digamos gran parte de la inversión. En este caso, son 132 millones de dólares asociados con estos pozos. Y en el caso del máximo alternativo, el escenario máximo alternativo, subiría hasta 302 millones de dólares justamente al hacer los *side tracks* y hacer los pozos más profundos.

En la siguiente vamos a ver entonces de la misma manera que vimos el martes que consultamos con la Secretaría de Economía los programas asociados respecto del Programa de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica. En ambos casos, tanto en contenido nacional como en transferencia de tecnología, la Secretaría de Economía nos dio una opinión favorable. Tenemos tanto para el de cumplimiento de contenido como para el de transferencia de tecnología. También verificamos que con la ASEA se tuviera la Clave Única de Registro del Regulado y efectivamente pues el regulado la tiene desde octubre del año pasado.

Como conclusiones generales de estos cuatro contratos o de estos cuatro planes asociados con estos contratos, vemos que las actividades que van a realizar van a permitir consolidar el conocimiento geológico del subsuelo para entender las características del mismo y con esto pasar de estas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

etapas tempranas en las que se encuentran estos bloques de evaluación del potencial. Con esto, identificar zonas prospectivas y darle un mayor sustento a los prospectos exploratorios que se estarían perforando porque, como vemos, actualmente el contratista documenta una serie de prospectos y hoy nombra algunos, pero tiene una cartera de prospectos identificada. Entonces también la perforación de estos prospectos exploratorios pues permitirían sustentar o darle un mejor sustento para un eventual Programa de Evaluación de los descubrimientos que ojalá ocurran de estos pozos. Y finalmente con la perforación, perdón, con las actividades que se lleven a cabo a lo largo de estos cuatro planes, se estarían llevando a cabo seis perforaciones en el caso de los escenarios base, además de que la inversión – ya lo decía el Comisionado Pimentel al principio – que está asociada con estos cuatro bloques son 394 millones de dólares en su escenario base. En el caso de que se materialicen los escenarios máximos potenciales, serían entonces siete pozos y estos siete pozos llevarían *side tracks*, por lo tanto, serían siete *side tracks*, por lo que entonces la inversión sería superior a 1,000 millones de dólares.

Finalmente, pues la propuesta que tenemos de estos Planes de Exploración es que al advertirlos técnicamente factibles y, toda vez que las actividades que plantean en estos documentos Shell permiten evaluar el potencial y precisar el volumen de los recursos asociados con los mismos, es que sometemos a su consideración la aprobación de estos planes asociados con los contratos PG04, CS-G02, CS-G04 y CS-G09 del contratista Shell.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Moreira, por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estaba yo viendo los cronogramas y el tiempo de perforación que está asignado al cronograma varía mucho, desde 3 meses hasta 14 meses. Entonces la pregunta que yo tengo es: ¿Es por la dificultad de la perforación o es por darte un tiempo para usar el mismo equipo y moverlo de un lugar para otro?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que está sustentado en los documentos es que en muchos casos efectivamente el periodo de tiempo que se toma para los pozos más profundos eventualmente es mayor, pero



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

además es porque actualmente el contratista en algunos casos documentó un prospecto tipo. Entonces no tiene todavía al día de hoy la claridad de en qué momento de ese año lo llevaría a cabo. Entonces no puede precisarnos el trimestre digamos en el que lo llevaría a cabo. Entonces sabemos el año, pero no sabemos en qué momento específico del mismo sería. Entonces por eso es que decidió mejor, para no tener un compromiso muy cerrado, nada más decirnos en qué año está y por eso aparecen de repente algunos periodos muy amplios.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Puedo hacer otra?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros, aquí hay cuatro y habíamos programado cinco. Son nueve áreas en total y en esas áreas hay algo así como 14 pozos, una cosa así en total. Entonces mi pregunta es si lo van a hacer todo con la misma plataforma o van a traer varias plataformas para poder hacer toda la carga. Porque por ejemplo en el año 2020 que está por aquí, según mis cuentas, van a perforar cuatro en esta cosa y luego tres en el 2021 y algo parecido sucedió con los otros cinco. Entonces si van a perforar de repente 8-9 pozos en el mismo año, pues pueden hacer uno por mes o alguna cosa así, pero se me hace muy difícil. ¿Entonces van a traer 2-3 plataformas diferentes?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo que ellos nos mencionaron, porque efectivamente uno de los retos a los que se va a enfrentar Shell en estos casos pues es efectivamente la logística que van a tener que ir implementando. Porque efectivamente la forma en la que ellos vayan a ir operando los equipos de perforación va a hacer que su reducción de costos sea más importante. Entonces lo que ellos nos mencionaron de momento es que sería con dos equipos de perforación, pero que eventualmente en cuanto vayan dando la autorización de los pozos y como vayan avanzando pues esto se podría modificar.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados? Perdón, doctor Monroy.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más para complementar este comentario. Si, efectivamente serían 13 pozos nada más en el escenario base. Entonces sí, la logística, como dice el maestro Rodrigo. Y recordemos que básicamente están repartidos entre el área de Perdido y el área de Cuenca Salina. Entonces obviamente cuando menos debe ser una plataforma por área, pero el operador debe de ver obviamente la logística y seguro a lo mejor va a tener que contratar más de una plataforma por área por supuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario más Comisionados? Yo tengo una duda. Si nosotros, o sea, como ejemplo, pero creo que se repite. Si nos vamos al primer, digamos al primer proyecto que nos presentaron que es el área Perdido, el PG04. Exactamente ahí.

Nosotros vemos que en la perforación del pozo exploratorio, bueno, tiene exactamente todo el año del 2020. Y después para en caso que se decidan a hacer la desviación, el *side track*, son tres meses. Pero la congruencia que hay con los costos no se me hacen lógicos y ahí voy. O sea, la perforación está considerada alrededor de 53 millones de dólares y después está la parte del máximo alternativo que se supone que debería ser el *side track*. No sé si ahí están considerando también el pozo, la perforación, pero independientemente de eso parecería que es hacer otro pozo completito. ¿No? ¿Cómo lo están evaluando el *side track*?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- A mí me gustaría nada más decir algo y ahorita le pedimos aquí al licenciado Oscar que nos apoye un poco con esa respuesta. Y es que por la forma en la que fueron documentados estos planes y pues todavía la etapa tan temprana en la que se encuentran las actividades, algunas actividades solamente se plantearon a nivel trimestral. Entonces en muchas de ellas es difícil encontrar periodos de tiempo más pequeños que un trimestre por la programación que se nos dio o que el operador documentó de esa forma. Entonces esa es una.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Pero independientemente del tiempo vamos a decir, vamos a hablar la congruencia de perforar un pozo, la oportunidad A, que entiendo pues sería perforarlo y después yo entendería que ahora sí lo que hay que sumarle al pozo ya perforado sería únicamente el *side track*. Sería la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversión que tendríamos que sumarle. Y parecería que es perforar otro pozo completo nada más haciendo el *side track*. Ahí es donde ya no me da la congruencia de los montos que estoy viendo aquí y así se repiten en todos, eh, entonces no sé si me lo podrían explicar. O sea, ¿cómo fue la discusión en este caso? Si, maestro Belmares.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Bien. Bueno, yo quisiera precisar que, como bien lo dice usted, se debería de ver reflejado en ese *side track*. De la información documentada o más bien lo que presentó el operador, los desplazamientos que está considerando para esos *side tracks* son considerablemente amplios. Estamos hablando en el orden de los 2,000 a los 3,500 metros. Ahora bien, suponiendo que el pozo vertical es aquel a partir del cual va a salir ese *side track* y considerando que sería la sumatoria, al día de hoy de la información que se presentó no se tiene precisado a partir de dónde o a qué profundidad van a hacer ese *side track*. Eso se tendría pues ya una vez que perforen el pozo. Pero propiamente y aunado a eso pues es también la toma de información, porque están considerando toma de información tanto en toda la parte vertical que va a ser durante la perforación y de manera convencional mediante los cables. Entonces con esa postura o con esa situación, dependiendo de la profundidad a la que tal vez pudieran hacer esa desviación o ese *side track*, está considerado ese máximo monto de inversión.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Es que además de eso, en algunos casos por ejemplo déjenme ver les digo. En el caso del bloque CS-G02, además de los prospectos que se están considerando perforar, en este caso por ejemplo para el escenario base se perforaría el prospecto B en el escenario incremental.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es que ahí no hay problema. No, yo por eso puse el más simple. O sea, el más simple es perforo un pozo y después abro la ventana para hacer una perforación desviada. ¿No? O sea, que sería el *side track*. Eso pues aparentemente lo que se tendría que invertir sería de la ventana en adelante. ¿No? Pero digamos la lógica de los costos no me dieron porque parecería que están perforando otro pozo y no digamos la desviación a partir de la ventana donde están haciendo el *side track*. Por eso mi pregunta era cómo se había considerado el costo. No sé si puedan tener algún comentario.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADO OSCAR JAVIER DOSTA RODRÍGUEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Efectivamente únicamente se considera la perforación de un *side track*, pero también se incluyen otro tipo de costos como es los programas de adquisición de registros que llaman los convencionales y los especiales y adicionalmente incluyen la toma de núcleos. Entonces no solamente es el costo de la perforación del pozo que se considera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero en el primer pozo también, ¿no?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, LICENCIADO OSCAR JAVIER DOSTA RODRÍGUEZ.- Sí. No, en el primer pozo únicamente es el costo de la perforación del pozo y en el máximo alternativo se considera la toma de registros, la toma de núcleos, la perforación del *side track* y pues obviamente eso es lo que incrementa el costo de la perforación.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Nada más no sé si quedó claro, pero sí, en el escenario máximo alternativo es el pozo completo obviamente más el *side track* y lo que decía el maestro Jonathan, la distancia precisamente es la que varía. Pero efectivamente, como usted comenta, es casi el mismo costo del primer pozo, del mismo pozo. Son 53 y serían 106 más o menos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, un poquito más. Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Algo que platicamos justamente con la gente de Shell en el momento que vimos esta parte de los costos fue que, dado que ellos todavía no tienen la precisión del punto donde va a salir la ventana ni de la longitud del *side track*, lo están haciendo solamente con un estimado de lo máximo que podría considerarse como inversión y con el tiempo que hoy se podría considerar, que evidentemente esto pues cambiaría una vez que tengan ya las precisiones de cómo se va a llevar a cabo.

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

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO JONATHAN BELMARES SERVÍN.- Nada más quisiera adicionar algo y para el caso específico de este del PG04. En el caso del escenario base, como bien lo mencionó el licenciado Oscar Dosta, traen la pura perforación y solamente traen la toma de registros durante la perforación. Para el caso del escenario máximo alternativo incluyen lógicamente lo del escenario base más la toma de información de manera convencional más el *side track* más la toma de información mientras se perfora y los estudios adicionales, aunado a la toma de núcleos y es por eso que tal vez el monto se ve y específicamente para este caso así está documentado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, muchas gracias. Si, Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Doctora, yo solo complementaríala diciendo que cuando vengan los pozos, que ojalá sea pronto y se cumpla con el pronóstico, tendrá que venir el operador a la autorización específica para ese pozo. Ahí podremos meternos, hacer una lupa al tema de costos y son contratos de licencia. Entonces aquí no hay recuperación de costos, de manera que evidentemente el riesgo y la inversión corre por cuenta absolutamente del contratista. Yo lo dije al principio, ojalá sean muy exitosos, ojalá encuentren la logística más adecuada para que se ahorren estos costos de los equipos de perforación y bueno, pues evidentemente puedan eventualmente llegar a la etapa extractiva.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y otro comentario y ese sí ya es una reflexión. En realidad, de las nueve áreas, como bien lo comentó el Comisionado Pimentel, en total ya sumándolas pues la inversión es bastante considerable. O sea, como base alrededor de 791 millones de dólares y podría llegar a un máximo de 2,381 millones de dólares. Eso como total. Pero a mí lo que me gustaría rescatar es por áreas. ¿No? En el área de Perdido que de alguna manera se ha venido ya trabajando, digamos ahí se tendría una inversión de alrededor de 386 millones de dólares y con un máximo de 1,193 millones de dólares. Y en Cuenca Salina donde hay, digo solamente, pero hay cuatro áreas que podrían considerarse áreas frontera en la mayor parte de estas áreas que están consideradas tanto una en la sesión anterior como tres en esta sesión, el monto base está siendo aproximado de 404 millones de dólares como mínimo, como base, y puede llegar a 1,188 millones de dólares. Esto habla que de alguna manera en Cuenca Salina va a haber mayor inversión con menos áreas y habla de que se va a desarrollar también mayor trabajo. O sea, digamos en la mayoría se va a desarrollar más o menos el mismo trabajo, pero sí con mayor inversión hacia lo que sería Cuenca Salina que para México es importante que un área que no ha sido explorada en todo el tiempo de la exploración en México...

No sé si seguimos. OK. ¿Está? Bueno, perdón, se fue la luz aquí en la Comisión, pero creo que seguimos en vivo. Sí estamos en vivo. OK, entonces perdón, es que hubo aquí una suspensión de luz, pero seguimos. Y lo que decía es de que es muy importante que empecemos a tener una exploración en estas áreas de lo que es Cuenca Salina con estos montos de...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Por ejemplo, yo tengo aquí las diferentes áreas. A veces dan digamos la profundidad del pozo y a veces dan - ¿cómo se llama? - la cantidad de agua, el tirante de agua. Entonces como que es importante los dos datos. Entonces si ustedes revisan, en el primero dan el tirante de agua, en el segundo la profundidad, etc. Está, está - otra vez - en el dictamen, pero es un andar buscando cuál fue el tirante, no. ¿Verdad?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sobre todo para el público que tengan la información a primera vista que es la que estamos presentando.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Exactamente. Y si se van a la página 24 por ejemplo para que vean un ejemplo. ¿Se puede? Ah, OK. Dan el tirante de agua, pero no la profundidad y tratas de leerlo en la otra que no está. Entonces nomás una cuestión de estandarización.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Lo hacemos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si no hay más comentarios Comisionados, Secretaria Ejecutiva nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.32.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG04/2018.

ACUERDO CNH.E. 32.002/19

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-PG04/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.32.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018.

ACUERDO CNH.E. 32.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.32.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.32.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44 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 Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.

RESOLUCIÓN CNH.E.32.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018.

ACUERDO CNH.E.32.005/19

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, 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 Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V, relacionado con el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G09/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.6 Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra a la licenciada Ernestina Pombo Hernández, Directora General de Licitaciones.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciada Pombo.

DIRECTORA GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Con relación al proceso de licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018, convocada para la selección de socios para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción. Con el objeto de llevar a cabo actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos bajo contratos de licencia en siete áreas contractuales terrestres, les informo que el 10 de junio de 2019 la Dirección General de Contratos Petroleros de la Secretaría de Energía notificó a esta Comisión siete oficios en los que acordó de conformidad la renuncia de Pemex Exploración y Producción a los derechos derivados de los procedimientos de la migración relacionados con siete áreas contractuales que integran la licitación en comento. Estos son Artesa, Bacal Nelash, Bedel-Gasífero, Cinco Presidentes, Giraldas-Sunuapa, Juspi-Teotleco y Lacamango. En el considerando 7 del acuerdo se señala lo siguiente. Que como consecuencia de lo señalado en las consideraciones 4 a 7 respecto de la solicitud de PEP de realizar las gestiones conducentes ante la CNH, a fin de que sea cancelado el procedimiento de licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018 de conformidad con el numeral 21.1 de las bases, es procedente hacer del conocimiento de la CNH el presente acuerdo para que, en el ámbito de su competencia y de conformidad con las Bases de Licitación y la normatividad aplicable, determine lo conducente.

Lo anterior derivado de que el 4 de junio de 2019 Pemex Exploración y Producción, en cumplimiento al acuerdo del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos CA-057/2019 del 29 de mayo pasado y con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fundamento en el artículo 58 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, presentó ante la Secretaría de Energía la renuncia antes señalada. Y manifestó, cito textualmente, “que derivado del mandato del Ejecutivo Federal de alcanzar una determinada meta de producción de hidrocarburos, ha considerado adecuado que dicha empresa productiva del Estado siga realizando el desarrollo de las actividades petroleras en las áreas contractuales de la licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018 al amparo de las asignaciones correspondientes”. Asimismo, refirió que “el presupuesto asignado a Petróleos Mexicanos ha aumentado y se encuentra enfocado a las tareas de exploración y producción, permitiendo la atención de un mayor número de proyectos”. Finalmente, en ese sentido, también precisó que “se evaluarán nuevos esquemas de negocio en estas asignaciones que le permitan a Pemex y en específico a Pemex Exploración y Producción el desarrollo de las actividades petroleras al amparo de asignaciones”.

Ahora, toda vez que la Secretaría de Energía acordó de conformidad la renuncia presentada por Petróleos Mexicanos a los derechos derivados de los procedimientos de migración relacionados con las siete áreas contractuales que integran la licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018, ha quedado sin objeto el determinado. Ha quedado sin objeto esta licitación de conformidad con las propias bases al no contar con las áreas contractuales, al ser este un elemento que, de conformidad con el artículo 35, fracción I, forma parte de los documentos finales que la Secretaría de Energía tiene que enviar para realizar la convocatoria. Por lo antes expuesto, en ejercicio de la facultad de esta Comisión de llevar a cabo todos los actos relacionados con el proceso de licitación y con fundamento en el numeral 21.1 de las bases, se pone a consideración de este Órgano de Gobierno la cancelación de la licitación – insisto – al no contar con las áreas contractuales para el desarrollo de las actividades de exploración y extracción que se encuentran sujetas a licitación. Para mayor claridad, cito textualmente el numeral 21.1 de las bases que es: “La convocante podrá cancelar la licitación para todas las áreas contractuales o un área contractual en cualquier momento y por cualquier causa.”

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias licenciada Pombo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADA ERNESTINA POMBO HERNÁNDEZ.- Ponemos a su consideración la cancelación y la resolución.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- A ver, gracias Comisionada. A ver, yo creo que hay que dejar muy claro que la razón por la que la CNH estaría hoy formalizando la cancelación creo desde un punto de vista jurídico no es porque PEP específicamente haya renunciado a los derechos, si entendí bien de la relatoría que nos acabas de hacer abogada. No es porque PEP haya renunciado a los derechos de esta licitación. En realidad, lo dijiste al final, estamos formalizando esta cancelación porque SENER en una decisión de política energética, que es por supuesto su atribución y su competencia, retira las áreas, las siete áreas de este proceso competitivo por el cual estaríamos buscándole y encontrándole eventualmente un socio a Pemex. Retira las siete áreas y entonces, al no haber objeto materia de la licitación, pues la CNH formaliza esa cancelación. Pero me parece que es bien importante puntualizar el tema porque insisto, jurídicamente es muy importante decir que la razón no es – insisto – la renuncia de Pemex, es el retiro de las siete áreas que anunciaste por parte de SENER.

Ahora, si me permiten yo quisiera tomarme algunos minutos pues para otra vez. Lo dije el 11 de diciembre del año pasado cuando por la misma razón cancelamos las licitaciones 2 y 3 de la Ronda 3. En ese momento yo dije, no lo voy a repetir, pero yo dije que posponer seis meses esta licitación de siete áreas contractuales de PEP era una buena noticia; que no era una buena noticia cancelar las licitaciones 2 y 3 de la Ronda 3, pero que posponer esta seis meses me parecía una buena señal. Pues hoy en congruencia tengo que decir que cancelarla me parece una mala señal por lo que dice entonces y yo pues añadiría pues porque pudiéndolo haberla cancelado en diciembre nos esperamos seis meses y la cancelamos hoy. La fecha para la presentación y apertura de propuestas era originalmente el 14 de febrero de este año, la pospusimos seis meses – insisto – el 11 de diciembre para el 9 de octubre próximo y hoy en junio pues cancelamos la licitación. Entonces pues me parece que es una mala señal por las razones que di el 11 y déjenme adicionar algunas otras específicamente por lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hace a las asignaciones de PEP que estaban en un proceso competitivo para convertirse en contratos de asociaciones estratégicas.

A ver, esta era la sexta licitación para encontrarle un socio a PEP. La primera fue Trion, la segunda fue Cárdenas-Mora, la tercera fue Ogarrio, la cuarta fue Ayin-Batsil que se declaró desierta, la quinta fue Nobilis-Maximino que se canceló y esta que era la sexta. Las primeras tres que llegaron a su fin adjudicando este contrato con distintos socios de Pemex representaron para Pemex 1,670 millones de dólares. En Trion la empresa australiana BHP Billiton inyectó capital fresco a Pemex por 1,131 millones de dólares. En Ogarrio, la empresa alemana DEA Deutsche inyectó capital fresco a Pemex por 373 millones de dólares y en Cárdenas-Mora, la tercera asociación de Pemex, la empresa de origen egipcio Cheiron Holdings inyectó capital fresco a Pemex por 166 millones de dólares. Eso suma 1,670 millones de dólares. Acá había en puerta siete asociaciones, nadie sabe cuál iba a ser el resultado final pues lo que hoy sabemos es que eso se cancela, y eso cancela la posibilidad de que a Pemex le lleguen recursos frescos pues de la iniciativa privada. Y pues creo que es una mala señal porque los números que esta Comisión Nacional de Hidrocarburos ha hecho para que PEP mantenga las actividades que tiene hoy hacia el futuro pues significan del orden de 24,000 millones de dólares por año, sin considerar la deuda: 24,000 millones de dólares. Y si consideramos los pasivos de Pemex, esa cifra se incrementa a 34,000 millones de dólares por año. Estoy redondeando desde luego las cifras.

El presupuesto que para este año tiene asignado PEP asciende a 10,500 millones de dólares, es decir, requiere del doble del presupuesto, más del doble de presupuesto que tiene asignado hoy para mantener el estatus actual y dos veces más para poder ir amortizando sus compromisos. Entonces, y bueno, por cierto me llamó la atención que en el documento de SENER se menciona que el presupuesto de PEP ha aumentado. Pues sí, sí ha aumentado, pero pues claramente es insuficiente cuando vemos los datos duros de los requerimientos de inversión que PEP necesita. Y por eso, me parece – insisto – una mala señal.

Ahora, déjenme concluir diciendo que creo que todos en esta mesa y todos en el Gobierno Federal podríamos estar de acuerdo en lo siguiente. Creo que todos queremos que a PEP le vaya bien. Eso creo que todos lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

podríamos afirmar sin ningún regate. Pero para que a PEP le vaya bien pues tenemos como Gobierno, creo, que sentar las bases para que le vaya bien. Si PEP puede asociarse, creo que deberíamos dejarlo que se asocie. Claro, acá nos dice SENER que PEP renunció a esa posibilidad. Lo cierto es que la licitación estaba en curso, estaba en marcha. Es, insisto, una decisión de política energética. Si a PEP queremos que le siga yendo bien, creo que las Rondas de licitación y me salgo acá del tema de los *farm outs*, las Rondas en general de licitación pues son una puerta que está ahí, que no hay que construir, solo hay que abrirla. La puerta ahí está. Y PEP es la empresa que más contratos ha ganado en estos procesos competitivos.

Entonces insisto y con esto termino. Todos queremos que le vaya bien a PEP, es indispensable que le vaya bien a PEP creo yo, pero pues hay herramientas que hoy están ahí en el marco jurídico vigente positivo hoy en el país pues que estamos claramente cancelando. Cancelamos las licitaciones 2 y 3 de la Ronda 3 hace algunos meses, hoy estamos formalizando la cancelación de los *farm outs* de Pemex y yo de verdad pues digamos hago votos porque esta decisión, esta particularmente no, ni la cancelación de la licitación 2 y 3 de la Ronda 3, pero sí hacia adelante. No hay manera, no dan los números, no hay forma de alcanzar la meta de producción que el Gobierno Federal se ha fijado de 2.4 millones, me quedé ahí. Me dicen que ya incrementaron incluso esa cifra, pero me quedo en 2.4. No hay forma colegas de alcanzar esa cifra sin el apoyo de la iniciativa privada y cuando mandamos estas señales no hay forma tampoco me parece de pensar que la iniciativa privada va a venir corriendo a invertir, porque estamos cambiando las reglas del juego, creo yo. Entonces bueno, yo lamento mucho la decisión. Insisto, lo dije en diciembre, creo que en congruencia me tocaba decirlo hoy y ojo, bien importante, lo digo porque esta Comisión Nacional de Hidrocarburos es asesor técnico de la Secretaría de Energía y es nuestra responsabilidad me parece como asesores decir estas cosas. Esa es la única motivación por la que yo traigo estas palabras a esta sesión. No hay ninguna otra motivación detrás, es mi responsabilidad personal decir estas cosas que están claras, que están en los números y que no hay forma pues de pretender tener otros datos. Ahí están. Muchas gracias por su tiempo. Doctora, colegas, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Comisionado. A mí, bueno, no sé si tienen algún comentario. Yo sí quisiera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pedir al licenciado Martín Álvarez que nos hiciera una precisión en cuanto a este proceso la atribución que tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos en todo el proceso. Porque sí es importante que el público que nos está viendo sepa. Yo sé que aquí el Comisionado acaba de hacer un comentario como asesor de la Secretaría de Energía en qué ámbito nos podemos mover. Sin embargo, en este proceso que el día de hoy vamos a votar sí me gustaría que nos dejara de manera explícita cuál es la atribución de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

TITULAR DE LA UNIDAD DE CONTRATACIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.-
Con mucho gusto Comisionada. En efecto, la atribución de la Comisión en este proceso de licitación tal como lo prevé la Ley de Hidrocarburos es licitar y adjudicar y suscribir Contratos de Exploración y Extracción. Una vez que la Secretaría de Energía hace llegar toda la información del contrato, lineamientos técnicos, objeto de la licitación, áreas contractuales a licitar y las condiciones económicas que determina Hacienda, la CNH da inicio al proceso de licitación y es el responsable de ejecutar y coordinar todo el proceso de licitación. Al final, cada dependencia tiene sus atribuciones y en este caso en particular que nos lleva a cancelar esta licitación es derivado, como bien lo decía el Comisionado Pimentel, es que la Secretaría de Energía al aprobarle a Pemex el desistimiento de la migración de las asignaciones con socio, lo que está haciendo en realidad es retirar las áreas contractuales y nos deja sin materia dado que el artículo 35 y 37 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos señalan, entre otras cosas, que la Secretaría de Energía nos hace llegar la identificación de las áreas contractuales y el objeto de la licitación.

Y me permitiría leer el objeto textual que está previsto en las Bases de Licitación y lo determina la Secretaría de Energía. El numeral 1 de la sección 3 de las bases indica, "el objeto de la licitación es la selección de socios para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en cada una de las áreas contractuales, según los términos previstos en cada contrato correspondiente que forma parte de las Bases de Licitación". Y en efecto, al momento de que Pemex determina seguir haciendo actividades de exploración y extracción bajo la asignación,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perdemos el área contractual para adjudicar un contrato de licencia en este caso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias licenciado. Si no hay más comentarios Comisionados, por favor Secretaria Ejecutiva podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.32.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la cancelación de la Licitación CNH-A6-7 ASOCIACIONES/2018 para la selección de socios para la empresa productiva del estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción con el objeto de llevar a cabo actividades de Exploración y/o Extracción de Hidrocarburos bajo contratos de licencia en Áreas Contractuales Terrestres.

ACUERDO CNH.E.32.006/19

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 23, 31, fracciones III y IV de la Ley de Hidrocarburos y 7, fracción I de las Disposiciones administrativas en materia de licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos y el numeral 21 de las Bases, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se resuelve la cancelación de la Licitación CNH-A6-7 ASOCIACIONES/2018 para la selección de socios para la empresa productiva del estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción con el objeto de llevar a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cabo actividades de Exploración y/o Extracción de Hidrocarburos bajo contratos de licencia en Áreas Contractuales Terrestres.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:07 horas del día 13 de junio de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Trigésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva