



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:17 horas del día 19 de octubre del año 2017, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2017 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 220.0706/2017, de fecha 18 de octubre de 2017, 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.

Debido a que en esta ocasión no estuvo presente el Comisionado Presidente, con fundamento en el artículo 47 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente designó a la Comisionada Alma América Porres Luna, para que presidiera la sesión.

A continuación, la Comisionada Alma América Porres Luna 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 Alma América Porres Luna declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, 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 respecto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0284-M-Campo Rabasa.
- II.2 Modificación a las Bases de Licitación de la Cuarta Licitación de la Ronda 2.
- II.3 Modificación a las Bases de la Licitación CNH-A5-Nobilis-Maximino/2017 para la selección de un socio para Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Aguas Profundas, en el área Contractual Nobilis-Maximino.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0284-M-Campo Rabasa.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia de la Comisionada Porres, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, en su calidad de Comisionado Ponente.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias doctora, Secretaria, colegas. Buenos días a todos. Yo haría algunos comentarios introductorios generales de este título de asignación. Después si ustedes me lo permiten yo le pediría a las áreas técnicas que nos detallaran las particularidades de esta solicitud. Destaco que es la primera solicitud que nos presente el asignatario, que nos presenta Pemex, respecto de un plan de desarrollo para la extracción. Hemos autorizado ya un buen número de modificaciones, pero han sido siempre a planes de exploración. De manera que esta es la primera vez que estaríamos en su caso autorizando, discutiendo, analizando una modificación a un plan de desarrollo para la extracción.

Ya se leía en el Orden del Día, es una asignación que está en el Estado de Veracruz, en el municipio de Agua Dulce. Es una asignación de 97 km². Tiene un hidrocarburo, es el aceite negro lo que se extrae en este momento ahí. Y la solicitud es para perforar seis pozos, 36 reparaciones mayores y 654 reparaciones menores. A ver, adelanto que el proyecto es positivo, es en el sentido de autorizar a Pemex esta modificación. No obstante, del análisis que realizamos personalmente creo que esta solicitud debió presentarse mucho antes en el tiempo y déjenme explicarles porqué.

El plan de exploración de Ronda Cero autorizó a Pemex la perforación de 8 pozos, es lo que tenía Pemex autorizado en su plan hoy vigente. No obstante, hasta este año Pemex ha perforado ahí 24 pozos, es decir 16 pozos más de lo que se tenía previsto originalmente. Tenían autorizadas 8 terminaciones, Pemex ha hecho hasta ahora 23. Tenía autorizadas 18 reparaciones mayores, Pemex ha hecho hasta ahora 53. Es decir, rebasó claramente lo que tenía autorizado en su título de asignación original y eso a mí me parece pues era causal, motivo suficiente, para que Pemex presentara esta solicitud de modificación pues con mucha mayor antelación a lo que finalmente lo hizo. Déjeme simplemente darles un dato. El dictamen sostiene que evidentemente no se actualiza esta causal del 20% que prevén nuestros lineamientos, causal que de actualizarse digamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una erogación mayor al 20% tendría que haber venido Pemex a solicitar esta modificación, y el dictamen sustenta con números que eso no sucede. Y claramente no sucede, la inversión del plan vigente fue de 453 millones, la inversión en esta modificación es de 524 millones. Es decir, son números cerrados, 70 millones de dólares más, un incremento del 15%.

Pero digamos la ponencia hizo el análisis de estos 16 pozos que Pemex perforó en este tiempo y solamente hablando de los costos de estos 16 pozos estamos hablando de 980 millones de dólares. Es decir, más del 200% de lo que se tenía autorizado en Ronda Cero. Para mí personalmente creo que esa es una razón que en su momento Pemex debió haber presentado, que en su momento también nosotros debimos saber nuestras funciones de administración de las asignaciones habernos dado cuenta de ello y me parece pues que este plan debió presentarse antes. No es el caso y ahora, bueno, pues se presenta con estas generalidades. Las particularidades de la solicitud, si ustedes lo ven bien, pues serían expuestas a continuación por nuestros compañeros y pues evidentemente abríamos a comentarios y a inquietudes, si lo ven bien. Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Franco tiene la palabra.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, nada más una pregunta al Comisionado ponente. ¿Tienen cuánto incrementó de producción por estos pozos? Esos que perforaron de más y reparaciones de más donde invirtieron estos cientos de millones de dólares. ¿Se ve algún beneficio en la producción?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Mira, en el plan vigente se tenían 7.5 millones de barriles de crudo y 7,000 millones de pies cúbicos de gas. Esto era en el plan vigente. En la modificación al plan lo que está pronosticado es un incremento en cuanto a aceite hasta 22.23 millones de barriles. Es decir, de 7.5 a 22.2 por lo que hace a crudo y de gas de 7.30 a 36.9 miles de millones de pies cúbicos de gas. Ese es el incremento contemplado en la modificación al plan.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa es digamos la producción acumulada.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Así es.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero yo digo en el perfil que decían del 2014 hacia 2017 cómo se veía el perfil del plan anterior y cómo se ve ahorita el perfil con lo que hicieron ya en 2014, 2015, 2016 si sí se ve ese beneficio el de ahorita, porque de aquí a 20 años podemos decir que acumula el triple, pero ¿cómo se ve la producción de esto que ejecutaron?.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Yo sugiero que pasemos a la exposición de las particularidades, ahí lo veríamos, y desde luego si hay alguna duda la podríamos intentar resolver al menos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Muy bien, gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo una duda. Hay una cosa que me hace duda. Decir, te autoricé un plan de 450 millones y ahora me estás presentando otro plan que son 500 millones. No llega al 20%, ¡ah, perfecto! Sí, pero ya me gasté 900. Entonces hay algo que no es lógico en el razonamiento. En realidad, tú dijiste me voy a gastar 400, te gastaste 900 y quieres 500 más. En realidad, el plan completo son 1,400 millones. Estas gastando 300% más. Entonces yo sí creo que hay – ¿cuál será la palabra? – una interpretación muy *sui generis*. En realidad, si actualizas el plan de lo que realmente pasó estas 300% y por tanto deberías haber dado aviso hace mucho. Yo creo que hay un problema ahí.

Entiendo que es un proceso de cambio, entiendo que había unas reglas cuando comenzaron y ahora hay otras y que nos tenemos que ir adaptando, pero sí creo que hay que señalarle en este caso al asignatario. Decir, “oye, estas son las reglas. Si cambiaste de estrategia, si haces un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cambio de 300%, si haces esto, esto y esto tienes que dar aviso para que esté registrado lo que tú estás haciendo". CNH como custodio digamos de los recursos petroleros del país pues tienes que estar enterado de lo que está pasando, no 900 millones que sabrá Dios que pasó. Yo sí creo que hay un punto ahí que es importante resaltar. O sea, nos están presentando una especie, ¿Cuál será la palabra? de plan de futuro, lo cual puede estar muy bien, pero no es el plan real del área.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Escuchamos y hacemos comentarios de esto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Muchas gracias por los comentarios introductorios. Permítanme darles un panorama técnico de lo que nosotros analizamos sobre el área contractual que ya mencionó el Comisionado ponente y seguramente al término de mi exposición retomaremos todos estos puntos para llegar a una conclusión. Entonces retomando el tema, no sé si se escucha suficientemente claro. La asignación 0024-Campo Rabasa comentábamos que está en el Estado de Veracruz y es de 96.7 km². Sólo para recordar porque lo voy a utilizar más adelante. La litología son areniscas y esta asignación está compuesta de varios campos: El Burro, Faisán, Tonalá, Santa Rosa y Rabasa. De este último se tomó el nombre de la asignación como bien decían. Actualmente tiene 47 pozos operando de un total de 41.

El objetivo se puso en un contexto al inicio, es adecuar el plan a las condiciones actuales del mercado, presupuestales y comportamiento del campo dentro de esta asignación. La madurez, en el conocimiento de este proyecto y de cualquiera, ha permitido o derivó en una reevaluación del volumen original del yacimiento y por ende una reclasificación de las reservas de aceite y gas. Esto es se encontró un bloque denominado bloque E. Lo anterior motivó un cambio de estrategia en la extracción que permitirá recuperar un mayor volumen de hidrocarburos de manera rentable. Pemex presenta la solicitud de aprobación de la modificación al plan con base al supuesto establecido en el artículo 40, fracción II, de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones.

Veamos la parte del pronóstico de producción de aceite. En color verde más oscuro está la parte histórica. La línea en color negro representa el plan vigente que se tenía autorizado hasta el compromiso mínimo de trabajo que está señalado con esta flecha aquí en el 2026 más o menos. Entonces el inicio de la modificación del plan, que sería pues a partir de este momento, está referenciado con un incremento. Entonces la pregunta que hacía es que toda esa actividad de pozos se vería reflejada en esta área que representa 11.5 mil barriles por día. Ese sería el delta p de esa actividad realizada.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Subieron 11,500 barriles. Prácticamente duplicaron la producción o casi triplicaron. ¿Traía qué, 5,000? 5,000 y se fue a 20,000.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Para precisar tenía 6.1.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- En 2015.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- En la parte de 2015 y se fue a 17.6. A la fecha de la modificación del plan tienen 5.2, a la actualidad tienen 16.8. El mismo delta es de 11,600 barriles por día.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón, nada más. ¿Pero con los 6 pozos que habían considerado cuánto era lo que habían prometido?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- 6,100 barriles, lo que teníamos autorizado en el plan vigente de Ronda Cero, 6,100 barriles con la actividad de 2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, ¿y eran 6 más 6 eran doce o cómo? O sea, ¿inicialmente cuánto tenían?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- 6,100 barriles a la fecha si lo vemos en 2015.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 6,000 más los 6 pozos perforados.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Con la actividad que tenían en el plan de Ronda Cero. Con la actividad adicional se tiene y se incrementa hasta 17.6. El diferencial de esa producción asociada a la actividad física son 11,500 barriles. Esa es la relación.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver, ese en 2015 dicen que son como 6,000 barriles. ¿Esa era la producción a esa fecha o ya con los 8 pozos que pensaban meter de acuerdo a lo que presentó en Ronda Cero?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Eso es lo que tenía pronosticado solamente con los pozos que tenía autorizado en Ronda Cero.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuánto tenías sin Ronda Cero?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- 17.6.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No, no, sin Ronda Cero. O sea, sin haber perforado esos 8 pozos. A ver, va de nuevo Julio. En 2015 ahí traes un punto que anda los 6,000 barriles por día.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- De ahí iba a perforar pozos. Se ve que está declinando, supongo que esa es la producción base. No voy a hacer 8 pozos para que vaya declinando la producción, esa es la línea negra.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Así es, correcto.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces yo no sé si esa era la producción sin hacer nada y había algo por ahí que con los 8 pozos te dé más producción y con las 18 reparaciones que tenía en Ronda Cero. ¿Ese perfil cómo está? Porque este que estás mostrando es ya con las 24 y con las 53 reparaciones.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si, el de color verde es el que contempla toda la actividad. El de abajo que era Ronda Cero ya había tenido ejecutada la actividad.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.-¿En 2015 ya había hecho los 8 pozos?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ya, ya tenía. Ya tenía el total de los pozos. De hecho para 2015 tenía perforado me parece – ahorita se lo preciso – 9 pozos.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, ELVIS EDWARD FRAGOSO RIVERA.- Si, 9 pozos en el 2015.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuánto tenía sin esos 8 pozos que había prometido hacer en Ronda Cero? Si quieren avancen en lo que van buscando, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahorita le precisamos el dato porque es la parte histórica, pero si entiendo del comparativo de cómo estaban antes, cual fue la promesa y cuál es la nueva promesa de valor del proyecto. Bueno,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esta es la parte que precisamente marca el inicio de la modificación del plan y las curvas en la parte de arriba que se leen con la escala del lado derecho es la N_p , es volumen en millones de barriles, y esta es la que correspondía al plan vigente y en azul sería la nueva N_p . Pasas a la de gas en lo que revisan los datos de aceite, ahorita regresamos.

De manera similar, esas son las mismas gráficas para la parte de pronósticos de producción de gas. Del lado izquierdo se ve la producción en millones de pies cúbicos por día. Esta es la parte propuesta para la modificación del plan y del lado derecho en la gráfica está en miles de millones de pies cúbicos, que sería la gráfica punteada en color azul la nueva propuesta que soporta la modificación. ¿Tienen el dato?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si quieres avánczale.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Seguimos, muy bien. Entonces ese mismo comparativo... Veamos las gráficas que están en la parte inferior que es el plan aprobado tiene un factor de recuperación de aceite de 39.9 y la modificación del plan permitiría alcanzar el 45.8% como factor de recuperación de aceite y para gas de 44.9, que es el que está aprobado en el plan vigente, y la modificación ofrece llegar al 58.8%. Adelante por favor.

Y Veamos un comparativo del plan aprobado y modificación en términos de inversión, gasto y actividad física. En la primera gráfica del lado izquierdo está la inversión y el plan aprobado era de 346 millones de dólares. De acuerdo a los reportes que presenta Pemex y que comparamos con la UATAC, la parte de ejecución es de 123.3 millones de dólares y la modificación del plan alcanzaría los 429. Entonces hay un diferencial de 83.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero ahí había otra cifra que mencionó de 900 millones en la parte de ejecutado, que ya se habían gastado 900 millones, ¿o estoy entendiendo incorrectamente?

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, pesos.
Perdónenme.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL
MENA VELÁZQUEZ.- Es que aquí lo estoy presentando todo en millones de
dólares.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A ver, déjeme entender.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Se han ejercido
59% de lo que se les aprobó originalmente. Eso es lo que se ha ejercido del
plan vigente, 59%.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero 120 no es 59% de
300.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL
MENA VELÁZQUEZ.- Y esto está con base en los reportes que presenta
Pemex.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y
EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO
CASTILLO.- Lo que tenemos según estimaciones de la Unidad de
Administración Técnica de Asignaciones y Contratos es que se han ejercido
en 2015 y 2016 2,485 millones de pesos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y eso en dólares cuánto
es? Para verlo aquí en las gráficas.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y
EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO
CASTILLO.- ¿Perdón?

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Cuánto es en dólares?
Para verlo con las gráficas que están aquí.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y
EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

CASTILLO.- Esos serían alrededor de los 123 millones de dólares. Entonces eso representa el 56% de acuerdo a lo que nos comentó la UATAC. El total que está en el título de asignación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Que tienen aprobado.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Exactamente, que está de 2015 a 2027. Eso es lo que está en el CMT. Entonces lo que se ha ejercido es el 56% de la inversión aprobada digamos reflejada en el CMT, en el compromiso mínimo de trabajo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más que chequen que sean millones de pesos, 900 millones de pesos. 429, 123 millones de dólares no son 900.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- No, no. Los 123 millones de dólares – según el tipo de cambio que dice ahí – son 2,490 millones (de pesos), que son prácticamente lo que nos reportó la UATAC.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- 2,400...

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- 2,490 millones de dólares serían esos 123 millones de dólares.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿De dólares?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.-123 millones de dólares serían 2,400.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A ver, yo estoy confundido. El presupuesto original eran 346 millones de dólares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Que son 4,259 millones de pesos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- De pesos, ok. De todo esto lo que se ha gastado en esta asignación nada más son 123 millones de dólares.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Es correcto.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En toda la historia de la asignación, bueno, de la aprobación del plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En dos años.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero entonces estamos mezclando peras con manzanas porque uno es de dos años y otro es de todo el tiempo de la asignación. ¿Los 429 millones de dólares son para dos años o son para toda la asignación?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Déjeme ver si puedo tratar de clarificar. En pesos, digo, la gráfica está en dólares. Lo que está en pantalla está en dólares. Pero en pesos se tenía autorizado para esta asignación de Pemex 4,259 millones de pesos. La asignación tiene una vigencia de 20 años. Les doy la fecha exacta.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Agosto de 2034.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- 13 de agosto del 2014 al 13 de agosto del 2034. Ese es el periodo de la vigencia de la asignación. Para ese periodo de 20 años tenían autorizados 4,259 millones de pesos y han ejercido 2,502 millones de pesos. Eso representa el 56% del total del presupuesto autorizado por lo que hace a inversiones, pero hay que considerar que eso lo han ejercido en dos años. ¿Si?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, se tiene el registro de dos años. Todavía no tenemos lo que está ejerciendo en 2017 por el tema de los reportes que nos entrega Pemex.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Pero digamos al día de hoy ese es el escenario. Digamos en 20 años lo que han ejercido es el 56%, del 14 (de agosto) la fecha digamos. Lo que tenemos previamente registrado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, pero entonces el verde, lo que está ahí en morado comparado con el verde debería ser 56%.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí, en efecto. El morado no es el 56% del verde.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Quizá aquí lo que me está comentando el ingeniero Elvis es que en que en esta gráfica lo que se está observando es en dólares con otro tipo de cambio. O sea, esos 346.3 millones de dólares están con un tipo de cambio de 12.3 pesos por dólar. Por eso esos 346 millones de dólares darían otro total. Y habría que agregarlo con los otros 129 millones de dólares de gastos de operación. En ese sentido aquí creo que la confusión se da porque el tipo de cambio de la misma gráfica no se empata.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero otra vez, si vas a hacer eso los 123 no los puedes calcular con el tipo de cambio de hoy, los tienes que calcular con el tipo de cambio de cuando se ejercieron, los 123.3. Entiendo que el futuro lo puedes calcular a lo que yo te autorizo ahorita, 306, pero el 123 tú no los ejerciste ayer, los ejerciste en 2014 y 2015 o 2015 y 2016.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si, yo estaría de acuerdo que tenemos entonces una imprecisión en la presentación ahí doctor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, pero si tú haces eso lo que te va a dar es que si se excede el 20%.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Lo que pasa es lo que sí es preciso es la información que proporcionaba el Comisionado ponente, en el sentido de que la inversión que se ha ejercido son 2,485 – bueno, 2,490 mencionó – y la aprobada serían de 4,200 y fracción. En ese sentido es que la inversión ejercida es el 59% del total. Eso porque el ejercicio que tiene el Comisionado está en pesos digamos constantes. Por eso es que la información que proporcionaba el Comisionado es más precisa que la que contiene la presentación, porque en la presentación no se está reflejando correctamente el tipo de cambio.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A ver, otra vez. Si nos vamos a pesos para no meternos con las paridades. Se autorizaron el presupuesto original 4.259 millones de pesos. Se gastaron 2,502 y ahora se está diciendo que va a haber una modificación por 306, que son del orden de 5,400 millones de pesos. La suma de 2,500 más 5,400 son 7,900. Entonces la diferencia entre 7,900 y 4,200 es 3,700, que es un cambio de 80%. Entonces cuando me dices que la diferencia es bien chiquita y que 20%, ¿en qué? ¿En pesos o en dólares? Si es en dólares entonces tienes que poner los dólares ejercidos a la tasa ejercida. Pero para no meternos en esos líos, en pesos están pidiendo un incremento del presupuesto de 80%. ¿O no? ¿O estoy mal?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- ¿Con respecto al original?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Con respecto al original. A ver, tengo otra pregunta, ¿se vale?

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tenemos algunas frases de aquí que son muy interesantes. No sé si se regresa a la primera. Ok.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Lámina atrás?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, a la primera lámina de todo esto. No, la que sigue. No, no, no, la que sigue. Ahí está. Nosotros estamos diciendo que tenemos mejor conocimiento del proyecto y que por lo tanto tenemos que reevaluar volumen original y reclasificar las reservas y hacer un cambio de estrategia. Estamos totalmente de acuerdo, eso es lo que hay que hacer, es una práctica correcta. ¿En qué momento del tiempo se obtuvo esa información y se reevaluó el volumen original? O sea, cuando se reportó las reservas nacionales pues cada área reportó sus reservas. ¿Entonces en qué punto se da esta reevaluación? Porque si se dio hace tres años, entonces esto lo deberíamos haber hecho hace tres años. Si no, estamos haciendo reevaluaciones con datos de hace tres años.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Bueno, yo iba a dejar la pregunta para el final, pero creo que la respuesta se da en la siguiente lámina. En la siguiente perdón. No, en la anterior, ahí está. Ahí está. En realidad, aquí es donde hay un... El cambio de estrategia se ve cuando hay un incremento en los volúmenes, cuando hay un incremento en un factor de recuperación o en las reservas, ¿no? Y pues aquí en esta lámina, y en las dos anteriores, por cierto, se ve muy claro cuando hubo ese cambio de estrategia o de valores que se podrían dar inclusive hacia futuro ¿no?. O sea, en realidad no se está dando en el 2017, o sea en el 2017 que estaría aquí, sino en realidad se dio en el 2016 antes inclusive de perforar algunos otros pozos que se están manejando, ¿no? O sea, digamos los pozos suplementarios que ahorita vimos. Entonces aquí se ve que empezó a incrementar el factor de recuperación. Si no mal recuerdo el factor de recuperación que habían pronosticado para el plan era alrededor – ah, pues aquí está – de 39% y actualmente lo están considerando al 45%.

Entonces en realidad aquí se ve el cambio drástico que se empezó a ver por un incremento al factor de recuperación de aceite, al factor de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recuperación de gas y en las dos láminas anteriores se ve. Perdón, si nos vamos aquí. Ahí está perfecto. Si nosotros vemos – y bueno, ahorita nos deben la respuesta – en 2015 se tenía esto, ¿no? Y aparentemente hubo un incremento, según nos comenta, de alrededor de 11,000. O sea, acá. O sea, esto ya supongo que es lo real, ¿no? Entonces si de esto que tenían pronosticado a esto que fue lo real pues si a mí me preguntan que si hubo cambio de estrategia y en qué momento se dio pues yo le puedo comentar de inmediato que fue en 2015 y 2016, que fue cuando empezaron a perforar los pozos, tuvieron mayor volumen original, mayor producción, mayor factor de recuperación. Y bueno, eso, aunque lo tendrán que corroborar los técnicos con mayor profundidad y mayor análisis, pero en las gráficas nos lo están contestando de inmediato, jeh! Si, perdón.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- A ver, déjeme ir en orden hasta donde me alcanza. Lo que decía el doctor Moreira del incremento en el presupuesto, lo que hay que decir es que el dictamen no contempla el gasto de los 16 pozos que Pemex digamos adicionales a lo que tenía autorizado en Ronda Cero. Por eso no se rebasa el 20% del que hablan nuestros lineamientos. Así está redactado el dictamen y por eso empecé yo diciendo que si se toma en cuenta ese gasto pues claramente se rebasa el 20% y desde entonces es que Pemex creo debió presentar a esta Comisión la solicitud de modificación del plan. En esa misma línea creo que está lo que comenta la doctora Alma América en el sentido de que yo no me voy a pronunciar aquí por una estrategia en el desarrollo de un campo, pero es evidente que la perforación de estos 16 pozos adicionales le dieron a la empresa productiva del Estado una visión distinta del potencial de ese campo. Y entonces cuando vienen recientemente a presentarnos esta solicitud pues nos hablan de un incremento en el volumen original del yacimiento, nos hablan de un incremento en las reservas, nos señalan el incremento en la actividad física y pues finalmente nos dicen que con esta modificación van a recuperar un mayor volumen de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Insisto, me parece que es obvio que eso se dio desde el 2015 y 2016, pero lo cierto también es que la solicitud para aprobarles en su caso esta modificación a su plan de desarrollo pues la presentan recientemente. El dictamen – insisto – no contabiliza para efectos del porcentaje en la variación no contabiliza estos 16 pozos, de ahí que no se surte el supuesto del 20% que prevé nuestros planes y por eso es que el proyecto hoy está a su consideración en el sentido de autorizarle a Pemex lo que en mi concepto debió presentarse pues cuando menos dos años antes. Pero lo cierto es que se presenta hoy, ¿no?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Acosta por favor.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Bueno, aquí lo que se está comentando es que hay evidencia de que hubo un cambio de estrategia previo a la presentación del proyecto de modificación que hoy nos presentan. Pero digo evidente desde el punto de vista quizás técnico, pero no así desde el punto de vista jurídico, por lo menos no sin detallar si hemos expresado correctamente en los lineamientos cuando se trata de un cambio de estrategia. Porque dice el artículo 40, fracción segunda, inciso a, de los lineamientos: Existan modificaciones en el alcance del plan – se está refiriendo a cuando se tiene que venir a la Comisión para efecto de autorizar una modificación del plan – cuando el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presente un cambio en su estrategia de extracción. Aquí estamos viendo que nuestros compañeros Comisionados evidencian pues que hay un cambio de estrategia.

Sin embargo, lamentablemente los lineamientos no recuerdo que más adelante los propios lineamientos digan cuando se da ese cambio de estrategia, es decir en qué supuestos. Entonces quizás estamos frente a una laguna que tendría que resolver este Órgano de Gobierno para efecto de definirle a los regulados cuando se encuentran en una situación por la que la propia disposición previa de esta autoridad se considera que hay un cambio de estrategia. Es decir, está sujeto a una interpretación y por lo tanto es difícil determinar que lo hubo. Así que afirmarlo categóricamente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

me parece que desde el punto de vista sólo legal no es procedente a menos de que los propios lineamientos hayan establecido los supuestos en los que se considera que se está en un cambio de estrategia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón maestro Mena, creo que todavía continúa. Perdón, Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Diga, ahorita un poquito lo que comentó el Comisionado Acosta. Sí hace falta un poco detallar cuando hay un cambio de alcance, cuando hay un cambio de estrategia, aunque sí hay uno de la parte del 20% de las inversiones o 15%. Lo que me llama la atención es que se diga que no se está considerando la inversión de esos 16 pozos que ya gastaron. A ver, el proyecto nace con su asignación en 2014 y vivía hasta el 2034. El nuevo proyecto que nos muestra nos debe decir qué es lo que hizo de 2014 a 2017 y lo que piensa hacer del 2018 en adelante, porque sigue siendo la asignación de 20 años. Nos tienen que mostrar qué fue lo que hicieron de tal manera que nos dé elementos para ver por qué esta modificación. Y seguramente con las cifras que dan ahí, 980 millones de pozos, etc., pudiera ser que ya venían rebasando ese monto y ese criterio sí está bien clarito en el artículo 40.

Obviamente también los proyectos ya sabemos tienen sus incertidumbres. Se planean con esa información que se tiene en ese momento, se definen los alcances de ese momento, se hacen los pronósticos de producción con la información, los modelos que utilizan los ingenieros y conforme van perforando, van haciendo actividad, se van dando cuenta si hay mejor oportunidad para aprovecharla. Lo que sí es algo que decía al inicio el Comisionado Moreira es que ya hay otras reglas. Si vas cambiando tu plan, si vas a cambiar tu estrategia, tienes que reportárselo al regulador. El regulador tiene que analizar si esa estrategia es adecuada a este yacimiento, porque también si ven que pueden perforar más pozos y pueden explotar el yacimiento de manera más agresiva digamos, tampoco se puede permitir que sea sobre explotado un yacimiento que no permita obtener el mayor factor de recuperación de la mejor manera económica. O sea, ni tan bien es que lo explotes mucho ni tan bien es que lo explotes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

poco, pero por eso es importante – y lo pusimos en nuestros lineamientos – que cuando cambian de estrategia tenemos que dialogar para ver si es lo que más conviene. Dialogar es solicitar la modificación del plan, para no encontrarnos con sorpresas cuando pasan los años como ésta donde perforan el triple de pozos y reparan el triple de pozos y están gastando mucha más inversión.

En las inversiones los datos interesantes que daban – independientemente de si la cifra está en dólares o en pesos – es que, de los 20 años, el presupuesto, la inversión aprobada en el plan para 20 años, en 2 años ya está más del 50%. Este 50% ya se lo gastaron. Entonces seguro pues por eso viene la modificación para pedir más dinero. Y yo decía, “bueno, a ver, se los gastaron, pero vamos a ver la producción qué tan beneficioso se dio”. Si se ve beneficio y este histórico que – insisto – debemos ver, debemos comparar y en una sesión con los equipos de la parte económica yo pedía muéstrame las inversiones del pasado con la proyección de ahorita y comparémosla con las versiones oficiales, la autorizada. Es decir, autorizada versus el plan que tienes ahorita 2018 en adelante, pero su historia 2014-2017. Porque con eso vamos a ver qué fue lo que varió y hay que verlo en inversiones, hay que verlo en actividad y en producción que es lo que estoy pidiendo ahorita para que veamos si realmente lo que se hizo de entrada es beneficio.

Se va a calificar de que se apruebe o no porque se gastaron más o no, yo creo que eso no. Creo que también ya lo hemos hecho en otras ocasiones, se debe dar vista a la Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos y al área de extracción para que ellos vean si se fue cumpliendo con el plan y con lo que dicta la asignación petrolera. Pero para ver qué va a pasar en el futuro sí necesitamos ver qué fue lo que hicieron en estos tres años. Por ejemplo: Si aquí este perfil de producción en 2017 se ve que ya está declinando y la curva esta indica que se va a ir más para abajo. Si nos solicitan la perforación de un pozo, ¿por qué van a perforar un pozo para que vaya declinando la producción? ¿Qué está pasando en los otros pozos? ¿Están declinando más rápido, los estamos cerrando? ¿Qué pasa? Porque



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo que nosotros queremos es invertir para meter pozos y estos pozos produzcan, pero en el perfil claramente se ve que va en picada. Digo, esto también es una gráfica anual. Si se puede ver mensual a lo mejor hay unos picos en donde se ayude y el promedio baja.

Pero así con esta foto se ve, "oye, ¿a poco piensan perforar pozos en el futuro?" Si es así, se ve que está la declinación muy fuerte. Si la declinación está muy fuerte porque cierran algunos pozos, porque la energía no es suficiente, verificar si va a haber un proyecto de recuperación secundaria o algo que permite incrementar el factor de recuperación. Porque la gráfica se ve bien bonita ahí lo verde contra lo azul, que el factor de recuperación va a crecer en muchos puntos, pero ¿cómo sabemos eso? Si estamos viendo un perfil que va muy de caída. O sea, ¿todo ya se recuperó en estos tres años anteriores? Hay que ver ese comportamiento, que yo entiendo los equipos técnicos lo han hecho para otros yacimientos, si realmente la estrategia, aunque ya está implementada fue la correcta. Pero ese pasado es muy importante, no lo podemos dejar de ver. Y con eso hay que evaluar los proyectos, no de lo que va a pasar de aquí en adelante, es de lo que ya les aprobamos para que les dieran su asignación petrolera.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Gracias. Lo que yo estoy entendiendo es que no hubo un rebase del 20% en el presupuesto aprobado para la asignación, pero sí lo habrá con la aprobación que estaríamos haciendo el día de hoy si es que este Órgano de Gobierno así lo considera pertinente. Por lo que esto nos llevaría a únicamente fundamentar con otra fracción adicional las causales de modificación de plan. Es decir, no sólo con lo que se nos plantea en el proyecto de resolución que es relacionado con la modificación de la estrategia de extracción, sino adicionalmente con el presupuesto. Eso es lo único que cambiaría.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Aunque digamos pues otra vez. En efecto no se consideró el gasto de los pozos, pues honestamente yo creo que debimos tomarlo en cuenta y de haberlo hecho



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

así pues claramente se hubiera llegado a rebasar ese 20%, ¿no? El dato que yo les daba al principio de 980 millones de dólares es un dato que digamos sacamos en el análisis de este proyecto en mi oficina. No es un dato que venga en el dictamen que sea el resultado de un análisis económico. Yo creo que aquí lo que sería muy importante es ver si tenemos ya la información histórica que apuntaba el Comisionado Franco pues para con esos elementos más objetivos poder hacer el análisis correspondiente. Lo cierto es que esos datos de dinero pues no se tomaron en cuenta para el dictamen. Me refiero a los pozos.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Una duda. En el proyecto de resolución dice que PEP sólo ha ejercido el 59% de la inversión aprobada en el plan de desarrollo para la extracción vigente. ¿Ese 59% no incluye los 8 pozos adicionales?

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- No, los 16 pozos adicionales.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Los 16 sí.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Sí los incluye, entendería que sí los incluye. Entonces estamos en el supuesto de que no ha sobrepasado su presupuesto original. Lo va a sobrepasar con la aprobación que se propone.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Lo ejercido ya lo gastó.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Ya lo gastó.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Bueno, ya lo gastó. Es que en la resolución dice otra cosa. El proyecto de resolución dice que han gastado el 59% de la inversión aprobada.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Así es, así es. Lo dijimos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- 59%.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Carrillo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si me permiten, a ver si puedo hacer algunas aclaraciones al respecto. En el caso de lo que se ha ejercido son alrededor de 2,500 millones, que son los que comentaba el Comisionado con más precisión. 2,490 y un poquito más. Cerrémoslo en 2,500 para efectos de ilustrar el punto. Entonces de esta inversión en estos dos años en el CMT, que es lo que comentaba o preguntaba el Comisionado Franco, se tenían establecidos 1,323 millones. En ese sentido en estos dos años si se ha duplicado lo que se tenía contemplado para estos dos años nada más. Pero eso no es en el global.

Ahora bien, en el global este 2,500 millones representan el 58% de toda la inversión aprobada en el título de asignación vigente. En ese sentido todavía no se rebasa el 20% porque estamos por debajo de la inversión. Sin embargo, en la vida del proyecto lo que se tenían contemplado eran 4,138 millones de pesos en todo el ejercicio. Y ahora incluyendo más años, porque también en este proyecto de modificación viene hasta 2034 el análisis, son 13,127 millones. En ese sentido tiene razón el doctor Moreira en que la inversión ya en términos globales sí se va a ir por encima del 20%. Yo creo que en el dictamen podemos hacer la precisión de que también se debe de fundamentar la modificación en el inciso e de la fracción segunda del artículo 40 de los lineamientos. No sé si eso ayuda un poco a clarificar el panorama en los diferentes horizontes temporales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Comisionado Franco y después Comisionado Moreira.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No sé si tienen una gráfica de las inversiones calendarizadas, así como la producción. ¿La tienen aquí en la presentación?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si, si la tenemos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Dónde está? Para usar esa. No, calendarizada. Pueden mostrarla por favor, para usarla y platicar un poquito de esas inversiones.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es la 12.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿La 12? Ah sí.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Ahí está.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, está muy rara, pero acá le falta el histórico. Generalmente a mí me gusta ver más las de inversiones en barras, pero el histórico indica que ya te gastaste el 50% de lo que tenías proyectado gastar. ¿Sí? En los 20 años.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Quisiera clarificar que aquí de entrada estamos haciendo el análisis de lo que se va a aprobar, es decir de lo que es materia del dictamen. Nada más no viene la parte de 2015-2016.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es que ese es otro tema. ¿Qué vamos a aprobar, el plan?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Sí, la modificación al plan.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La modificación de plan es de 2014 en adelante. Siempre hemos dicho "vamos a modificar el futuro y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nos queremos olvidar el pasado”, pero el pasado cuenta en esta asignación. Entonces vamos a poner esto. Si yo nada más veo esto pues se ve muy fácil, “ah, mira, no. Casi, casi está del orden”. Pero la realidad es que aquí ya se gastaron el 50% de lo que tenían proyectado en esta curva roja. De esto ya le mordieron dinero al proyecto y se lo gastaron en los primeros años.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- No sabría del origen de esos recursos. No sé si se toma de ese mismo proyecto en el futuro o de otro proyecto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Seguro que puede venir de otro proyecto en el tema de ejecución diaria, pero supón que te dan 10 pesos para un proyecto que vas a ejercer en 10 años y tú en los primeros dos años te gastas 50%. Te quedan 50% para los otros 8 años. O lo haces más chiquito o lo optimizas, pero como en lo primero construiste muchas cosas que no tenías contemplado seguro van a requerir más mantenimiento, más dinero. Desde que estás construyendo muchas cosas y comiéndote el remanente de todos tus 10 pesos, ya sabes que te va a hacer falta dinero. Que no se les haya solicitado o que ellos no hayan manifestado eso dicen, “bueno, pues todavía me quedan. Si me he gastado 5 de esos 10 en dos años, todavía me quedan 5 por ahí que puedo seguir usando y a lo mejor me los gasto en el tercer año y entonces ya voy y pido dinero porque ya me falta dinero para los últimos tres”. Eso es lo que está pasando aquí. Si yo veo nada más el incremental, pues se ve: “Ah, la variación es más o menos 10%, 20%”, pero la realidad es que de todo el proyecto se ha gastado más, más cuando se dice que el 50% del proyecto (las inversiones) se han gastado en los dos primeros años.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Yo estaría de acuerdo en el sentido de que, si el presupuesto no se modifica entonces sí, quedaría muy poco remanente. Lo que indica esta gráfica es que ese remanente ha cambiado, al menos en términos de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

propuesta de modificación. Es decir, ahora no es simplemente que se esté trayendo dinero del futuro al presente, sino que el futuro también está más provisionado de acuerdo a lo que observamos en la línea verde de la gráfica. En ese sentido digamos estoy de acuerdo con lo que comenta Comisionado de que de sostenerse así el presupuesto como está ahorita, entonces sí quedaría muy poco, nada más el 40% para muchos años. Pero dado que está proponiendo la empresa productiva del Estado una nueva provisión de recursos, en ese sentido pues ya se observa que toda la línea verde más alta que la línea roja digamos en términos generales.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahora, si tú ves la diferencia entre la verde y la roja nada más para este horizonte me puedes decir "está dentro del 20%". Sí, pero a ver. Ponle la roja con su historia lo que dijo que iba a gastar y ponle la verde con todo este monto hasta arriba y entonces sí saca la diferencia y dime cuánto varió en el porcentaje total del proyecto. Ese es el dato que a mí me gustaría ver ahorita para saber exactamente cuánto este proyecto iba a costar y cuánto ya nos está costando con lo que ya gastó y lo que pretende gastar con este incremento. Si tú nos puedes dar ahorita, danos estos dos porcentajes. Uno nada más de esto que tienes aquí graficado y otro con lo histórico que sí gastó y con lo histórico que tenía programado gastar.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- El que incluye al histórico sería el que comentaba hace unos momentos de que ahora quedarían 13,127 millones de pesos contra 4,138, que es lo que comentaba por eso que tiene razón el Comisionado Moreira en que también debería incluirse esta fracción, este inciso del artículo 40 de los lineamientos para motivar la modificación al plan.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me da la impresión que estamos mezclando peras con manzanas. Si estamos viendo la historia otra vez de la asignación hay que partir de cuando se aprobó la asignación. Teníamos un presupuesto de 4,259 millones y vamos a pasar a 13,000 millones, que es tres veces más. Otra, es decir, "bueno, vamos a olvidarnos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del pasado y vamos a comenzar ahorita". Si hacemos esto entonces del presupuesto anterior nomás va a ser 1,700 y vas a pasar de 1,700 a 7,000. O sea, vas a hacer un salto de cinco veces más. O sea, el 20% por favor no lo mencionemos porque o vamos a hacer de aquí en adelante, lo cual tendría cierta lógica o vamos a decir "esta es la asignación". Antes iban a hacer 4,000, ahora van a hacer 13,000. Está muy justificado porque hay reserva... hay muchas justificaciones. Pero no como se dice entre gitanos no nos digamos la buena suerte.

O sea, si vamos a partir de cero a que termina son de 4,200 a 13,000. Eso es lo que estamos haciendo. Si dices tú "nomás el futuro", a pues olvídate del futuro, pero en las dos cosas. Tú llegaste hasta 2,500, no más te quedan 1,700 en la bolsa y vas a pasar de 1,700 a 7,000. O sea, una de las dos, pero no un pedacito de este y un pedacito de este porque entonces no es cierto. El del 20% por favor no lo digamos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está el Comisionado, pero no sé si es para contestar.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Es similar a esto. O sea, el tema es ya no si es 20, 30, 100, 300. El tema creo que es como lo empezó a exponer nuestro Comisionado ponente de que se debió anunciar esta modificación antes. El tema metodológico de si lo vemos global la asignación o si lo vemos incremental, yo considero que lo deberíamos de ver total. ¿Si? Y en el total si quiero le corto un año, dos años o el incremental o la pura historia o lo que yo quiera. Hay que evaluarlo total porque si no, no sabemos cuánto quería producir con cuánto dinero y ver el costo de producción que se tenía en ese tiempo o cómo se piensa hacer en el futuro. O sea, yo creo que vale la pena que sea integral y ya con eso cierro.

Digo, estoy de acuerdo con el Comisionado ponente en el entendido de: Suena que se pueda aprobar, que hagan las actividades, pero lo que si es que se debió haber venido antes a presentar la modificación de este plan por toda la actividad que se muestra ahí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está el Comisionado Acosta y después el Comisionado Pimentel.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Quisiera... Digo, sin estar en desacuerdo en la revisión del proyecto, profundo del proyecto desde el punto de vista técnico, me quisiera referir solamente a la parte legal. Yo no tengo tan claro que debieron de venir antes a venir a presentar el proyecto de modificación del plan porque el primer supuesto que era el ejercicio de más del 20% del presupuesto aprobado, ese supuesto no se concretó. ¿Si? De acuerdo con la información que yo estoy viendo en los datos que nos proporcionan las carpetas. Este supuesto no procedía. Es cierto que hoy con el presupuesto que se nos presenta debemos de agregarlo como una de las causales para solicitar la modificación, porque efectivamente se debe de tomar en cuenta desde el presupuesto original hasta el que quieren ejercer.

Y en el segundo supuesto, el cambio de estrategia, repito. Los lineamientos no son del todo claros cuando se da este cambio de estrategia, por lo que me parece que aquí lo que deberíamos de decidir es que se analice si efectivamente hubo un cambio de estrategia. ¿Cómo se tiene que analizar? Pues permitiéndole al regulado, en este caso Pemex, que exponga sus argumentos para considerar que este supuesto no se actualizó. De igual manera nosotros los evaluaremos y determinaremos si para nuestro parecer se concretó o no se concretó. De haberse concretado y de haberse violado esta disposición, pues entonces ver si procede algún procedimiento de sanción al regulado.

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

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- A ver. En el tema del 20%, que en efecto después de ver las cifras pues nos quedamos como muy cortos con el 20%. Pero a ver, yo distinguiría el supuesto en el que este 20% juega. El 20% juega cuando el gasto digamos en el presupuesto autorizado de un plan rebasa ese umbral del 20%, entonces el asignatario o el contratista tiene la obligación de venir a la Comisión, presentar la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificación y que se analice. Ese supuesto en estricto sentido no se dio – como ya lo apuntó el Comisionado Acosta – en el momento pues en el que Pemex llevó a cabo estas perforaciones. No rebasaron ese umbral del 20%. Si se aprueba este plan, claramente lo que se les estaría digamos autorizando o aprobando... no autorizando, aprobando a Pemex, evidentemente está muy por encima del 20%, pero ya no juega para efecto de tomar en cuenta ese porcentaje. No sé si me explico. Digamos por lo que comentaba el Comisionado doctor Moreira.

Ahora, por lo que hace al cambio de estrategia y en la parte digamos estrictamente jurídica, el 20% queda claro que no se dio en su momento y yo lo que digo – en efecto no es un tema jurídico – es que con la perforación de estos 16 pozos que llevó a cabo el asignatario en adición a lo que tenía autorizado, creo que hay elementos para que nuestra área técnica, nuestra área de administración de asignaciones y contratos, digamos hubiera podido preguntar cuando menos a Pemex hace dos años. Oye, tú ya llevas 16 pozos más de lo que se te autorizó en tu asignación de Ronda Cero. ¿A qué se debe? ¿Porque es esto? Eso creo que debimos hacerlo nosotros, es un área de oportunidad que claramente tenemos.

También creo que Pemex pudo haberlo hecho *motu proprio*. Decir, “oye, yo tenía autorizados 8, ya llevo 24. ¿Y esto obedece a qué? X, y o z”. O sea, no es un tema estrictamente jurídico. Creo que es un tema en el que sí hay elementos de información que nos permiten afirmar que en mi concepto (por eso digo) debió presentarse antes. Ahora, eso no se dio y tampoco estoy yo aquí proponiendo nada en el proyecto. Simplemente digo estos son los datos duros y la propuesta es que hoy, con todas estas cuestiones que ciertamente resultan pues a veces difíciles de entender, pues hoy aprobemos el plan en los términos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Yo levanté la mano. Creo que definitivamente es un punto a discutir y un punto a analizar y definitivamente creo que tenemos una diferencia de opinión. Yo no comparto totalmente la opinión ahorita del Comisionado Pimentel porque si nosotros vemos inclusive los pozos – ¿Cuántos fueron? 16 pozos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

– que se perforaron, no es esos 16 pozos que se perforaron que hayan rebasado el 20% en el momento que ya ejercieron la inversión, sino que se tendrían que ver a la luz de la inversión total que tienen programado en todo el proyecto. Entonces si lo ven el monto de los 16 pozos a la luz de todo el proyecto desde luego que rebasaron el 20%, pero eso lo tendrá que ver los grupos técnicos, la Unidad de Asignaciones y Contratos, el grupo económico creo que lo tiene que ver, pero desde el punto de vista integral del proyecto.

O sea, no podemos separar que si ya pasó pues ya no lo veo, que si el futuro pues lo voy a ver nada más el futuro. Creo que se tiene que ver el plan de extracción integral y hacer en que momento se puede cumplir un supuesto de rebasar un porcentaje que es lo único que se tiene como criterio cuantitativo en este momento en los lineamientos para que se vea desde el punto de vista jurídico y desde el punto de vista técnico. Los demás son más cualitativos. Yo creo que el grupo de asignación, el grupo de asignaciones y contratos podría ver el cambio de estrategia. Desde mi punto de vista técnicamente creo que sí se podría ver. Pero bueno, la parte económica que es la parte más cuantitativa se podría ver y esto se tiene que hacer como planes, o sea no como un hecho. Entonces eso cuando ellos planearon perforar x número de pozos pues lo debieron de haber... y esa inversión que iban a hacer podía rebasar en el proyecto total el 20%, el 15%, lo que diga aquí, pues debieron de haber venido a hacer una modificación.

Pero creo que si lo discutimos vamos a tener ahorita una diferencia de opinión y podemos estar discutiendo de que nuestro parecer es si fue el pasado o no. Yo propondría que en nuestra misma resolución – en caso de que votemos – pues se ponga ese punto de análisis de los equipos técnicos si ustedes están de acuerdo. Pero todavía hay comentarios creo que del Comisionado Franco y del Comisionado Moreira.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, otra vez para convencer sobre el tema de que ya se había rebasado. O sea, miren. Esta línea roja es lo que proyectaban en su plan de desarrollo aprobado, plan de desarrollo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aprobado que consideraba perforar 8 pozos y unas cuantas reparaciones. El hacer 8 pozos nuevos significa hacer un camino, hacer pera, no sé cuántas. Si una o dos, las que sean, o una por pozo, pero es crear infraestructura que hay que darle mantenimiento. Y entonces en el futuro se ven las inversiones, perforo pozos, hago y mantengo la infraestructura que me va a dar esa producción.

Si yo en el pasado en estos tres años hice muchos más pozos, pues voy a necesitar mayor dinero para el mantenimiento y eso se ve reflejado en esta línea verde que está aquí. Entonces, cuando yo ya estaba gastando más dinero para construir cosas nuevas, ya sabía – una – que estaba gastando más de lo que me tenían autorizado para esos años y obviamente lo saqué de otro proyecto, de donde sea, cambios presupuestales. Pero el monto que se me había aprobado para mi proyecto yo ya estaba consumiendo más dinero y además había que estar construyendo infraestructura y que ya percibía que voy a pedir más dinero. En ese momento, aunque no estuviera en papel, aunque no hubiera una solicitud, el que va ejecutando el proyecto sabe que ya se está consumiendo el monto aprobado que se les dijo. Tan es así que nos dicen en dos años ya se consumió más del 50% del monto que tenía autorizado, entonces los siguientes 18 años no va a vivir con el 48% porque además sabe que hizo cosas que van a requerir mucho más dinero de lo que él había planeado la vez pasada. Entonces ahí está bien clarito que sí se detecta o sí se puede ver que ya venía rebasando el 20% y reafirma la tesis que decía nuestro Comisionado ponente que debieron haber venido antes.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me preocupa porque todos los conceptos. Imagínese que ella es una arquitecta y yo le digo “constrúyeme una casa”. ¿Cuánto? 4 millones de pesos. Oh, perfecto, 4 millones de pesos. Regreso tres meses más tarde y veo que ya están los cimientos y están levantando las paredes. Y le pregunto, “¿y cuánto te has gastado?” “3 millones, pero todavía no me paso del presupuesto”. “Oye,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pérame tantito, no vas a acabar, o sea, está escrito que no vas a acabar". Entonces el 20% es 20% de lo que debería haberse gastado en ese momento, no del costo total. O sea, si ella se gastó 3 millones en los cimientos difícilmente va a terminar la casa y se va a pasar con mucho del presupuesto. Entonces lo que yo preguntaría es: A ver, en el presupuesto aprobado cuánto debería haberse gastado en los primeros años, cuánto se gastó y si se excedió o no.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esa es la gráfica con el dato real que yo estoy pidiendo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero no del total, del total no tiene sentido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Si, gracias. Yo creo que aquí están chocando dos formas de interpretar. La verdad me parece que la disposición ni siquiera da pie para interpretación. Dice cuando rebases el 20%, no cuando yo vea que parece que vas a rebasar el 20%. O sea, yo no puedo acudir a un juez para decirle: El arquitecto que me está construyendo la casa me parece que se va a gastar más del presupuesto. El juez lo que va a decir es, "cuando se lo gaste, venga conmigo". ¿Si? O sea, no podemos hacer esa interpretación porque en ningún tribunal lo vamos a poder sostener. Por eso yo decía. Si el presupuesto era de 4,259 millones y se han gastado 2,502, no se actualiza el supuesto establecido en lineamientos que establece que es el 20% más de lo originalmente presupuestado.

Digo, yo entiendo los argumentos y es obvio pues que se iban a pasar del tope de 20% para pedir modificación, pero me parece que un órgano regulador, una autoridad, no puede adivinar el futuro. No le corresponde pues hacer este tipo de proyecciones para efecto de tomar decisiones de carácter formal para sancionar o para decir que se ha violado una disposición.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, correcto. Por eso propongo que se haga el análisis, aunque no dice que se haya rebasado. Dice, "existe variación del monto de inversión". O sea, y es en una planeación. O sea, no es algo que hay pasado sino es algo que va a pasar y en una variación de un proyecto que esté planeado. Por eso hay que dejarlo al análisis y Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Digo, con base en lo escuchado creo que valdría la pena tener una propuesta adicional al objeto del tema del día de hoy que es la aprobación o no aprobación de la modificación del plan. Podríamos generar dos acuerdos o instrucciones hacia el interior. Uno al área de administración de asignaciones y contratos para que en conjunto con otras áreas competentes evalúen las actividades llevadas a cabo en el marco de esta asignación para efecto de determinar la actualización del artículo 40 de los lineamientos de planes y el momento en el que este se lleva a cabo tanto en el caso de la estrategia como en el caso de la inversión. Y si les parece bien también podríamos tomar como uno de los temas a revisar en nuestra propuesta de modificación a los lineamientos de planes, a efecto de dejar más precisos los supuestos que detonan una modificación sustantiva del plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Eso ya no sería en materia de la resolución.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No, sólo serían acuerdos adicionales a la resolución que se ve en este momento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso sería como el paréntesis, ¿no?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No sé si vamos a terminar la presentación, yo diría que sí, por favor, ¿verdad? Por favor maestro Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias y no puedo estar más acuerdo con todo lo que se ha discutido.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero ya no vamos a empezar a discutir.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Además me parece que se han sentado aquí las bases de cómo debemos hacer un comparativo. Creo que a todas luces los ejemplos, la forma en que se fue analizando tanto las inversiones como las actividades, como la producción, se tienen que ver en el total. Si ya hubo una aprobación, si ya tenemos un proyecto, sobre ese se tiene que revisar en su totalidad. Creo que eso nos ha quedado a todos aquí en la mesa. Permítame continuar para pues plantear la parte técnica para visualizar lo que es...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, nada más complementando un poco Comisionados. La información que ahorita comenta Daniel de ver el histórico en inversiones, en producción, en actividad por ahí recuerdan nuestro titular de la Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos ya nos mostró un tablero en donde está poniendo toda la información de asignaciones y contratos, que es información validada por muchas áreas de la Comisión y presentada por los operadores, lo cual puede servir de fuente de información para el análisis histórico de las asignaciones y los contratos. Entonces ahí ya tenemos este tablero de control que tiene nuestro titular de unidad que hace con su equipo que puede servir para este tipo de análisis.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- De acuerdo, y que ya hemos empezado a utilizar nosotros. Si lo pones en modo presentación para hacer algunos comentarios muy rápido porque pues lo sustantivo creo ya se ha tratado. Este es el resumen de la actividad. En la parte está anualizada, la parte de arriba llega hasta el 2026 y en la parte de abajo es la continuidad hasta el 2034. Efectivamente la actividad de perforación y terminación solo es en esta parte. O sea, si hay una declinación franca como se veía ahí. Entonces lo que va a darle continuidad al perfil es precisamente las reparaciones mayores y la gran actividad de menores que en este caso (bueno) van incluidos desde cambios de aparejo, toma de información, registros, pero esta es la gran volumetría.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Con cuántos pozos operan en ese campo?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- 47.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 47.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- 47. Y fíjate, tienen 654 reparaciones. ¿Por qué tantas? ¿Tienen BEC?

DIRECTOR DE ÁREA DE DIRECCIÓN GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, ELVIS EDWARD FRAGOSO RIVERA.- Tienen tomas de registros, tomas de información.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Se considera como menor?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE RESERVAS Y RECUPERACIÓN AVANZADA, ELVIS EDWARD FRAGOSO RIVERA.- Sí, la están considerando en el plan como menor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Sí, hay una nota aquí sobre las menores.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Cambios de aparejo, tomas de información, registros, estimulaciones.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Ahí está contabilizado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, está bien.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Entonces en la siguiente lámina se muestra en la propuesta de distribución de las inversiones por actividad que se prevén 306 millones de dólares. Vamos a tomar la experiencia de hoy también para poner todos en unidades constantes, preferentemente pesos para evitar cualquier tipo de confusión. Y el rango de referencia para gastos totales del proyecto estimado entre estos rangos de 440 – gráfica superior derecha – y 590 pues está referenciado de manera internacional según lo que nos comentaron. Y la propuesta del proyecto está del orden de los 524, que ya es considerando inversión y gastos de operación. Y aquí están los indicadores económicos antes y después de impuestos. Para dar una idea son 713 el VPN, 180 EL VPI. La relación VPN/VPI es de 3.96. Una relación de beneficio costo de 1.65 dólares por cada dólar invertido. Adelante por favor.

Estábamos también innovando y presentando unas gráficas un poco más técnicas para ver algunas cosas. Voy a ser muy breve en esta porque es una forma de empezar a visualizar lo que comentaba la Comisionada, que están haciendo, que falta decía también el Comisionado Franco sobre un sistema de recuperación mejorada. Entonces la gráfica en la escala de las X tiene el volumen original de manera logarítmica y lo que se hizo es que se tomaron de referencia no de pozos terrestres que también estaban en areniscas, que es una de las características que mencioné al inicio, y que además fueran terrestres, que tuvieran volúmenes similares.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con esto podemos sacar un promedio y ver la eficiencia de desarrollo de extracción de campos similares de acuerdo a la experiencia que tiene Pemex. Con eso se hace una referencia, un promedio, que son las líneas amarillas. Entonces permite ranquear estos nueve campos en cuanto a volumen, pues si ven Rabasa en el 2014 andaba del orden de los 95. Si este fuera los 100 millones se daba del orden de los 95. Y hoy día Rabasa 2017, este puntito que estoy señalando, anda del orden de los 135, que son los datos que vamos a ver más adelante como resumen.

Ahora, del lado izquierdo está el factor de recuperación en el eje de las Y de igual manera se posicionan todos los campos y se puede ver por ejemplo Rabasa está aquí justo por debajo del promedio de todos estos nueve campos en cuanto a factor de recuperación. Y con la actividad que ya platicamos que han desarrollado que han estado realizando pues se ha movido por encima del valor promedio y entonces se puede ver que la propuesta final en el factor de recuperación sería el punto que está hasta arriba. Este cuadrante en particular nos hace voltear a ver sobre si en función del volumen original que tiene este campo es conveniente hacer una actividad diferente. Ya veíamos el perfil y se ve una franca declinación en los próximos años inmediatamente después de la actividad de perforación de esos seis que está proponiendo. Entonces en este cuadrante en particular es donde hemos identificado que caen los campos que tienen que iniciar o deben de tener ya un sistema de EOR o un sistema de administración de yacimiento, o sea un IOR. Básicamente es lo que queríamos resaltar en este tipo de análisis comparativo.

En la siguiente ya no me voy a detener mucho, es algo similar. Acá abajo ahora pongo el factor de recuperación para que vean cómo se ha movido el campo Rabasa y este es un índice que muestra la densidad de pozos por área. Manejamos en este caso acres para hacer más pequeña la nube, para no dispersarla, pero puede estar en cualquier unidad, puede ser km^2 . Y de igual manera, se ve que ya ahorita la actividad de perforación de pozos pues ya no va a ser tan sustantiva, ya se está moviendo casi en el mismo nivel por esos pozos adicionales. Sin embargo, el factor de recuperación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pues si se mueve de 39% a 45% como mencionaba al inicio. Adelante por favor.

Entonces de acuerdo a lo que nos establece el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, pongo aquí un resumen de las actividades o lo que debe de cumplirse para la evaluación de la modificación del plan presentado sobre la tecnología y plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, lo cual consideramos que se cumple desde que se menciona la reinterpretación sísmica que permitió conocer y caracterizar el yacimiento y con ello se establecieron los pronósticos de producción. Por eso consideramos que se cumple en este punto. El aprovechamiento de gas natural asociado a las actividades, bueno, la información contenida en la modificación coincide con la del programa presentado al amparo del transitorio tercero de las disposiciones técnicas. Y en el tema de mecanismo de medición pues se continuará operando bajo el amparo de los lineamientos técnicos en materia de medición. Vamos, lo que estoy diciendo es que no hay cambios en lo que ya tenían aprobado con respecto a la propuesta actual.

Y de igual manera en el artículo 39, Ley de Órganos Reguladores están establecidos todos estos requisitos que es acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Y mencionábamos que hubo un reprocesamiento sísmico, se prevén corte de núcleos, tomas de registros en agujero descubierto y entubado y VSP son los registros sísmicos verticales. Son tecnologías que ponen sensores para una sísmica más detallada dentro del pozo, por lo que consideramos que hay desarrollo del conocimiento en estas áreas.

Elevar el factor de recuperación. Hemos mencionado para la parte de aceite y gas los valores, no los pretendo repetir. Para el tema de reposición de reservas de hidrocarburos, los datos que están aquí se refieren a las reservas 3P de aceite de 18 a 22.3 en la parte de aceite y para gas de 12.6 a 37.1. En cuanto a la observación de las mejores prácticas, se han mencionado las distintas propuestas y técnicas que se van a implementar. Y para promover el desarrollo de las actividades de exploración y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

extracción de hidrocarburos, pues bueno, está precisamente la actividad descrita en las láminas anteriores, la perforación y terminación de pozos, las reparaciones mayores y menores, etc. Creo que con esto pretendo hacer un resumen de lo que está previsto en el plan y con base en esas consideraciones pues presentamos el dictamen favorable a la modificación propuesta sobre la asignación 0028 del campo Rabasa con un periodo comprendido de 2017 a 2034, el cual corresponde con la vigencia del título de asignación. Hasta ahí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, ¿alguna pregunta, algún comentario? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- No, digamos ya con todo lo que se ha discutido, el proyecto lo que propone es aprobar esta modificación. Creo que es importante que se incluya no en la resolución – ya lo decía nuestra Secretaria Ejecutiva – sino como acuerdos autónomos o independientes este tema de que nuestra Unidad de Administración de Asignaciones y Contratos pueda llevar a cabo el análisis justamente del lineamiento, específicamente del artículo 40, para dar la posibilidad de tener elementos mucho más objetivos de análisis, ¿no? Para evitar estas discusiones que hoy tuvimos acá.

Y retomo también el comentario del Comisionado Franco en el sentido de que hay un tablero en efecto que la propia UATAC tiene y que sería muy valioso que toda esta información una vez que se haya analizado y que se tenga ya con certeza los datos pues se pueda alimentar esa base de datos porque eso nos va a ayudar mucho en el adecuado seguimiento y administración que tenemos como regulador que hacer tanto de las asignaciones como de los contratos que administramos también. Yo con esos comentarios y con la propuesta de que aprobemos este plan, pues sería todo doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo solamente tengo un comentario y es más bien duda. La propuesta del dictamen está para hacer la modificación a futuro. Nosotros tenemos un plan aprobado que fue del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

2014 al 2034, en donde pues estaban determinadas actividades. Ahora del 2017 al 2034. Entonces yo digo hay un vacío en donde por ejemplo precisamente todos los pozos que se hicieron quedan sin estar amparados en ningún plan. No sé si nosotros vamos a solicitar a Pemex que nos entregue un plan integral desde el inicio de la asignación que fue de 2014 al 2034 como se ha estado solicitando o nada más del 2017 al 2034, por lo cual quedaría sin soporte de un plan los pozos que se hicieron en este periodo digamos que la verdad no estaban amparados en ningún plan. Ahí si me queda esa duda.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Puedo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Gracias Comisionada. De hecho, Pemex en el proyecto de plan que nos remiten hacen referencia al histórico que ha llevado a cabo en esto de los 16 pozos, pero la solicitud de aprobación por parte de Pemex y el objeto del dictamen y de la propia resolución es únicamente aprobar lo que se nos pide aprobar, que es a partir de 2017 y además nosotros igualmente aprobamos hacia adelante como bien lo menciona. Sin embargo, tenemos en la propuesta presentada todo el histórico de los planes presentados, digo, de los pozos presentados. También me parece que esto podría derivar del análisis que en su momento hiciera la Unidad Técnica de Administración de Asignaciones para verificar si en su caso hubo algún incumplimiento o no por parte de Pemex y de ahí tomar la decisión si es necesario volver a modificar el plan.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Digamos es correcto entonces manejar hacia a futuro únicamente y dejar sin plan todas las actividades? O sea, ese es mi punto. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- La presentación del documento por parte del operador viene que hizo en el pasado y que quiere hacer en el futuro y obviamente vamos a aprobar lo que se quiere



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hacer no vamos a aprobar lo que ya hicieron. Pero sí necesitamos tener la información que ya se hizo. En ese documento entiendo lo que dice el director Joshua ya viene esa información ahí.

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Es correcto.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Si? Lo que está también diciendo el director Joshua es: Nosotros vamos a probar futuro como es la lógica no voy a aprobar algo que ya hicieron, pero sí debe de haber alguien que verifique esa parte que ya hicieron, si era acorde a lo que se tenía en la asignación y es donde se le está dando vista entiendo a la UATAC para que lo haga.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, perfecto.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí, que eso sería una adición. Decir, en efecto se aprueba – en su caso se aprobaría – la modificación a su plan hasta el 2034 a partir de este año, ¿no? Y lo que ya hicieron, estos 16 pozos, lo que tendríamos que adicionar en la resolución es la vista correspondiente a la Unidad de Administración de Asignaciones, quizás la Unidad Jurídica, pues para que en su caso ellos valoren lo que tengan que evaluar. Pero para contestar puntualmente es: Se aprueba hacia adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es, correcto. Comisionado Acosta. Primero Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Únicamente en relación con el proyecto de resolución si va a haber un acuerdo para efecto de analizar si hubo cambio o no de estrategia, yo creo que hay que modificar el punto dos del inciso uno de los considerandos que dice: “La perforación de los pozos de referencia no actualiza los supuestos de modificación previstos en el artículo 40, fracción II, de los lineamientos. Aquí estamos dando por supuesto que esa actividad que se realizó no implicó un cambio de estrategia de extracción. Entonces habría que modificarlo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE CONTRATOS, LICENCIADO JOSHUA GAMBOA DARDÓN.- Si me lo permiten. De acuerdo Comisionado. Derivado de los comentarios recibidos en la sesión, hacemos ese ajuste. A lo mejor también para clarificarles, poder tomar nota de la actividad realizada y dar vista a la UATAC y ya no dejamos en ningún vacío esos 16 pozos. Simplemente tomamos conocimiento de la realización de los pozos y en virtud de este evento damos vista a la Unidad de Administración Técnica.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que ha sido muy saludable, muy rica esta discusión, pero yo quisiera que tomáramos nota de todos los puntos de la discusión. Por ejemplo, ¿estamos hablando de pesos o de dólares? Si autorizamos un presupuesto aquí en una cualquiera, en una utilidad compartida, lo que sea, ¿estamos usando dólares o pesos? O sea, no es trivial. Tenemos que decidir se está autorizando en la moneda en que está puesto o en la moneda tal.

Luego por ejemplo a mi si me gustó mucho la propuesta aquí del Comisionado Franco. Lo que estamos haciendo es una adecuación de un plan, pero el plan comienza de cero. Entonces tenemos que presentar todo, pero tenemos que decirlo. Y luego cuando decimos 20%, ¿20% de qué? Del presupuesto total o del presupuesto que debería haberse ejercido hasta ese momento. Entonces nos faltan un montón de pequeños detalles, pero que son muy importantes para poder hacer juicios, porque muchas de las discusiones eran un tanto cuanto de interpretación y yo creo que no deberíamos tener tanta interpretación. Entonces yo si quisiera, yo sé que no va a aparecer aquí, sino en una digamos acuerdo del Órgano de Gobierno decir, "vamos a revisar esto para que quede mucho más claro de lo que lo tenemos ahorita". Afortunadamente este es el primero, entonces nos da tiempo pues de poner bases más firmes para el futuro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Si? Bueno. Por favor Secretaria Ejecutiva, podría leer el acuerdo."



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

RESOLUCIÓN CNH.E.54.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0284-M-Campo Rabasa.

ACUERDO CNH.E.54.001/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III, y 44 fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente a la Asignación A-0284-M-Campo Rabasa.

Asimismo, instruyó precisar el dictamen, a efecto de que no prejuzgue sobre el cambio de estrategia del Asignatario, y que se dé vista a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos de la Comisión, a efecto de que, en coordinación con las áreas competentes, analice y evalúe el caso concreto y determine lo conducente en el ámbito de su competencia.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.54.002/17

El Órgano de Gobierno acordó que se presente a su consideración un criterio de interpretación de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones, en relación con las causales que detonan una modificación sustantiva de los Planes.

Asimismo, acordó que al respecto, se analice y se proponga una modificación a los citados Lineamientos.

II.2 Modificación a las Bases de Licitación de la Cuarta Licitación de la Ronda 2.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Licenciado Álvarez, por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Gracias Comisionados, muy buenas tardes. Con relación a la licitación CNH-R02-L04/2017, relativa a la adjudicación de contratos de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas, someto a su consideración las siguientes modificaciones. Antes que nada, quisiera comentarles que algunas modificaciones se derivan de que hizo llegar la SENER a través de lineamientos técnicos y otros se derivan por solicitudes de la industria y las precisiones que someto a su consideración en términos generales sean las siguientes. Adelante.

En lineamientos técnicos hoy en las bases de licitación se prevé que los interesados como operadores y no operadores acrediten el capital contable con los últimos estados financieros y que en el promedio acrediten el capital contable o con los últimos de su ejercicio fiscal, es decir 2016. La precisión que hace SENER es que puedan acreditarlo con los últimos estados financieros de los últimos cinco años o 2015 o 2016 para ambas operador y no operador.

Otra de las precisiones que también hace SENER en lineamientos técnicos está ajustando la causal de desechamiento relacionada con la propuesta económica para homologarla con la licitación de Nobilis y la licitación 3.1. Para ponerlo en términos generales es estableciendo que será aplicable cuando la misma (la propuesta económica) se encuentre fuera de los parámetros establecidos por la Secretaría de Hacienda. Hoy la causal señala que si está por debajo del mínimo o superior al máximo o los valores son distintos. Entonces lo está poniendo más general que creo que es un mejor entendimiento si cayera en el supuesto para desechar la propuesta.

Y otra de la propuesta que se hace para incorporar en las bases que hoy no está, como ustedes saben en las bases de licitación en la etapa de conformación de licitantes el licitante agrupado tiene que indicar quien es el operador designado. La industria ha mostrado interés en que el operador designado en un licitante agrupado donde tengan más de un operador y que cada uno tenga el 30% de participación lo puedan designar una vez adjudicado un contrato o varios contratos, pero previo a la firma del contrato, lo cual el Comité de Licitaciones lo ve viable siempre y cuando tengamos dos operadores que hayan acreditado esa calidad y tengan una participación del 30%. Y les dejaríamos la opción que ellos decidan si nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

definen al operador designado en la conformación o previo a la firma del contrato, que sea una decisión de ellos, lo cual vemos viable.

Y también – derivado de solicitudes de la industria – estamos proponiendo un ajuste al calendario en algunas de las etapas sin modificar el acto de presentación y apertura de propuestas que se tiene previsto para el 31 de enero del 2018. La idea sería mover la fecha de acceso al cuarto de datos e inscripción que está prevista para el próximo 3 de noviembre, moverla al 10 de noviembre. Es decir, darles una semana a los interesados en quererse inscribir a la licitación. En los últimos días hemos tenido una reacción bastante favorable de la industria y están solicitando ya la inscripción, el acceso al cuarto de datos, entonces les ayudaría un poquito para que concluyeran esta etapa.

También ajustaríamos la recepción de documentos. La moveríamos del 13 al 16 de noviembre. La lista de precalificados y versión final del contrato y bases sería un día para el 21 de diciembre. Periodo para conformación de licitantes. También aquí la industria ha pedido que la conformación sea lo más cercana al acto de presentación, lo cual vemos viable. Y estamos dando el tiempo suficiente por si hubiera alguna prevención que tuvieran tiempo de desahogarla y entonces proponemos que la conformación la solicitud que hagan los interesados sea del 18 al 19 de enero del 2018. Es decir, mover como una semana y media el periodo. Y finalmente el límite para resolver la conformación de licitantes sería el 26 de enero del 2018. Estas serían las propuestas de ajuste que sometemos a su consideración. Si hubiera alguna duda con gusto la atendemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Alguna pregunta Comisionados? O sea, en realidad son cuatro digamos cambios fundamentales.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Fundamentales, es correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que es la parte de capacidad financiera que se va a poder manejar la de 2015. La causal de desechamiento es aclarar la redacción que tenía digamos.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Para el operador designado darle la facilidad de poderlo firmar previo a la forma de contrato.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Si? Y dar un poquito más de tiempos para todas las fechas que tenemos hasta el acto de presentación y apertura que ese sí no cambia, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Es correcto. Ese se mantiene al 31 de enero.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Al 31 de enero. Sería el resumen. Ok. Si no tenemos, por favor Secretaria Ejecutiva la lectura del acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.54.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R02-L04/2017, correspondiente a la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2 para la adjudicación de Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Profundas.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx.

II.3 Modificación a las Bases de la Licitación CNH-A5-Nobilis-Maximino/2017 para la selección de un socio para Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Aguas Profundas, en el área Contractual Nobilis-Maximino.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Titular de la Unidad Jurídica.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionados. Pues realmente es el mismo ajuste que estamos haciendo en el calendario de la 2.4. Como ustedes saben, estas dos licitaciones corren en paralelo y serían exactamente las mismas fechas que estaríamos ajustando para que sigan exactamente igual en paralelo los procesos. Moveríamos el acceso al cuarto de datos, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

recepción de documentos de precalificación y la resolución de licitantes individuales o agrupados. Son exactamente las mismas fechas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario?
Entonces someto a consideración por favor el acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.54.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-A5-NOBILIS-MAXIMINO/2017, que incluyen el Contrato y el Acuerdo de Operación Conjunta.


Las bases modificadas deberán publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx

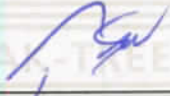
No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:56 horas del día 19 de octubre de 2017, la Comisionada Alma América Porres Luna dio por terminada la Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.




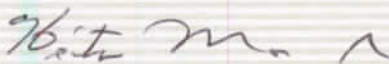
Comisión Nacional de
Hidrocarburos

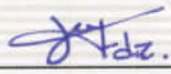
La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario designado para esta sesión.

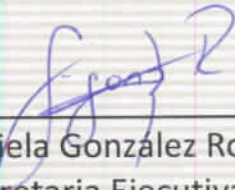

Alma América Porres Luna
Comisionada


Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado


Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado


Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado


Gaspar Franco Hernández
Comisionado


Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva