

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEPTUAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:47 horas del día 21 de diciembre 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, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Septuagésima Primera 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 220.0935/2017, de fecha 20 de diciembre 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.

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

Habiéndose verificado el quórum, el Comisionado Presidente declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, el cual fue aprobado en los siguientes términos:



Comisión Nacional de Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFE

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0306-M-Campo Shishito.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Evaluación presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

II.3 Resolución sobre los resultados de las evaluaciones para la Precalificación de interesados de la Licitación CNH-R02-L04/2017, correspondiente a la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2.

II.4 Versión final de las Bases de la Licitación CNH-R02-L04/2017, correspondiente a la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0306-M-Campo Shishito.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, 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:

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-
Comisionado abogado Pimentel, adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, Secretaria, colegas. Si me lo permiten yo haría una breve introducción de las generalidades de esta asignación para que después las particularidades de la solicitud de Pemex puedan ser expuestas por nuestras áreas técnicas. Bueno, se dijo ya que es una modificación que presentó el asignatario a su Plan de Desarrollo para la Extracción de esta asignación Shishito que se ubica en el Estado de Tabasco en los Municipios de Macuspana y de Jalapa. Es una asignación de 21 km² que fue emitida el 14 de agosto del 2014 con una vigencia de 20 años. El tipo de hidrocarburo es gas seco y de manera muy general les digo que la modificación consiste en realizar 4 perforaciones, 4 terminaciones, 14 reparaciones mayores y 117 menores. Es un caso similar a la asignación que vimos ayer de Tupilco, donde el doctor Moreira fue el ponente. Es similar porque también aquí hay perforaciones que no estaban en su plan de Ronda Cero. Y por cierto las adecuaciones que el Comisionado Franco solicitó que se hicieran en Tupilco se hicieron ya en este caso para el área de Shishito. Pues si no tienen inconveniente, me gustaría que las áreas técnicas nos pudieran detallar en qué consiste esta solicitud. Por favor ingeniero, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias, muy buenas tardes. Efectivamente es similar el caso. Voy a tratar de ser muy claro en el tema de lo que sucede con la actividad que están realizando, el impacto en las reservas, las inversiones que han realizado hasta el momento. Entonces con relación a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del campo Shishito, inicio con la relatoría cronológica del proceso.

Y en julio PEP solicita esta modificación de Plan de Desarrollo. En agosto la Comisión solicita la prevención de información, que es subsanada a finales de agosto por PEP y en septiembre la Comisión declara la suficiencia de información. El 20 de octubre se le solicita a comparecer para efectuar algunas aclaraciones y estas son en el sentido precisamente de las reservas, un tema que más adelante que voy a abordar. Y hasta el día de hoy.

Adicional a lo que comentó el Comisionado ponente Sergio Pimentel sobre la asignación, yo solamente recalcaría tres puntos importantes, que es: La densidad del aceite es del orden de los 36 grados API. Tiene un mecanismo de empuje este yacimiento y por un acuífero muy activo. Y eso origina que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualmente el corte de agua es del orden del 53.6%, o sea la mitad de la producción es agua, tienen que convivir con esta condición. Tiene 19 pozos el campo, 11 actualmente son los que están operando. Y es un yacimiento heterogéneo de arenas del Plioceno y entonces hay bastante incertidumbre, como vamos a ver ahorita, sobre las arenas tanto para la parte de gas como para la parte de aceite.

¿Qué motiva y justifica la modificación presentada el día de hoy? Es ellos perforaron tres pozos que están en pantalla: Shishito-91, 41 y 45 y se identificó una continuidad del yacimiento del Plioceno. Esto es con relación al aceite, mas no al gas. O sea, encontraron/ratificaron en este yacimiento del Plioceno aceite, pero ya no vieron la misma presencia de gas. Asimismo, hicieron una reinterpretación sísmica y actualización del modelo geológico, por lo que se tuvo un incremento volumétrico en la zona de aceite repito. La presente modificación tiene fundamento en la fracción 2, inciso a, b y h del artículo 40 de los Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo. El inciso a se refiere al cambio de estrategia, el inciso b se refiere al avance de las operaciones y cambio en la cuantificación de reservas y el inciso h hace referencia al cambio en el monto de inversión. Las tres condiciones se presentan en este caso.

Con respecto al volumen original y reservas, pueden ver en la tabla que el volumen original de aceite ha ido incrementándose, sobre todo del 2015 al 2016 y en el 2017 se ha mantenido. Esto como resultado de la reinterpretación sísmica y la actualización del modelo que mencionaba hace un momento. En la parte de las reservas remanentes 3P, aquí ha habido una fluctuación de 6.32 a 10.89 y en el 2017 a 4.16, precisamente por la incursión de agua – ha habido mayor presencia – y una declinación de presión que precisamente originó que se les llamara para revisar cómo estaban estas variaciones, a qué obedecían y cómo afectaban en cuanto al factor de recuperación de aceite y de gas.

Con respecto a la actividad, pueden ver en la tabla, en la parte de color verde está el plan vigente, que es Ronda Cero. Esa es la actividad con la que fue aprobada la asignación. Y actualmente tienen 3 perforaciones, 3 terminaciones, ductos, reparaciones mayores y menores ejecutadas. Pusimos una nota con relación a las observaciones que nos hicieron en el

caso anterior de que dada la fecha de la perforación de estos pozos que está en la tabla del lado derecho. Están las fechas en las que se hicieron estas perforaciones, que fue mayo del 2015, octubre del 2015 para Shishito-41 y enero del 2016 Shishito-45. Entonces fueron fechas previa a la entrada en vigor de los Lineamientos de Perforación de Pozos, que fue en octubre del 2016.

La propuesta de modificación como comentó al inicio el Comisionado, además de la perforación y terminación de cuatro pozos y un ducto, están 14 reparaciones mayores, 35 menores y los taponamientos. Y en esta ocasión nos aseguramos que esos taponamientos corresponden a la totalidad de los pozos existentes y los que se pretenden perforar. Adelante por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado ingeniero Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ayer decíamos que aunque no hayan requerido la perforación de pozos o la aprobación para perforar pozos, lo que decíamos es que habían hecho más pozos de los que tenían aprobado en su plan. Entonces nada más para dejar la nota de que hay un tema de dar vista a nuestra área técnica de administración de asignaciones y contratos respecto a la ejecución de más actividad de la que tienen aprobada en su plan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- O sea, podemos agregar, ¿no? Esa previsión en el acuerdo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Recaltar que sí no hay problema en la aprobación de los pozos, pero sí que rebasan lo que se les había aprobado en su plan.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Bueno. Esta es una lámina que se incluye para mostrar precisamente el estado de los pozos, como están actualmente esos 19 que mencionaba que tiene este campo y la solicitud de modificación del plan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que incluye estos cuatro adicionales con objetivo Plioceno, qué objetivos tiene, cuál es el inicio de perforación y el fin de la terminación. Solamente para dar vista de todos los pozos como están. Adelante por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Perdón, otra vez.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado maestro Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En la anterior decían 22 pozos a taponar. ¿Y por qué viene acá 19 pozos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Porque 19 son los que tiene el campo actualmente, 11 producen de esos 19 y la solicitud es cuatro adicionales.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ah ok. Y ya con eso sería la cantidad de los pozos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Y hay un taponado.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE YACIMIENTOS, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si me permiten precisar. Tenemos al día de hoy como bien dices 19, de los cuales ya uno está taponado. La propuesta de modificación incluye 4, lo que nos da un total de 22, que es concordante con los 22 pozos que se pretenden taponar. Estaríamos al 100%.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Gracias por la precisión. Adelante por favor. Perfil de producción. Esta es la parte histórica que la hemos siempre incluido ya en las últimas presentaciones para dar una referencia de cómo estaba el campo. La línea amarilla que estoy señalando es el plan vigente de Ronda Cero, esta es la propuesta. Como podrán ver, la actividad que se mencionó anteriormente, que fueron ya reparaciones mayores, menores, la perforación de tres pozos, precisamente justifican o bueno es la causa del incremento de las inversiones. Ésta en barras negras era lo que tenían autorizado y este es el real del 2015 y 2016. Como podrán ver pues es a simple vista tres veces más de lo que tenían autorizado para esos años. En el tema de las inversiones la propuesta voy a entrar más adelante al detalle



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de los montos, pero serían las barras azules. Y por arriba del plan vigente en cuanto a la producción, ellos han obtenido esta pequeña área que estoy señalando, este triángulo. Es lo que obtuvieron con la perforación y las reparaciones que hicieron a los pozos. La propuesta es incrementar esta pequeña área por encima de lo que es el plan vigente de Ronda Cero.

Y si lo vemos desde el punto de vista números, el volumen a recuperar en el plan vigente era de 2.85 millones de barriles. El plan modificado para exactamente ese mismo periodo 2017-2027 sería de 4.16 millones de barriles, lo que hace una diferencia de 1.3. La variación es de 46.2% en el tema de aceite. Entonces este es el panorama completo, hasta aquí está el límite económico, la asignación es hasta 2034 y esta es la propuesta donde se ve que es más atractivo, aunque con todo lo que ya comentamos, ¿no? De la actividad que ya han realizado y que tenemos un tema de supervisión. Las inversiones que se han realizado aquí estábamos revisando qué tan atractivo fue con respecto al precio del barril en ese año 2015 que tomaron la decisión de hacer más actividad. Andaba del orden de los 65 dólares por barril. Adelante por favor.

En el tema de gas ocurre algo tanto diferente, porque la perforación precisamente de estos pozos ya no permitió visualizar el gas. Y aquí con respecto al plan vigente, que es la línea que ahora muestro en color verde, ya no se obtuvieron los volúmenes que estaban originalmente estimados en su programa. Entonces esta situación de haber incursionado en otras áreas y no haber identificado el gas pues hace un cambio en el volumen a recuperar en miles de millones de pies cúbicos de 2.70 a 1.83. Y esto es precisamente por lo que se les mandó llamar para revisar cuáles eran las causas, qué estaba pasando con respecto al aceite y al gas. Hoy día esta es la producción del orden de los 2 millones de pies cúbicos por día a septiembre del 2017. Adelante por favor.

En cuanto a la evaluación económica, efectivamente veíamos que en Ronda Cero se consideró un gasto total de 64 millones. Ese es en la tabla la que estoy mostrando. Y la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo propone desarrollar actividades por un costo total de 134 millones, 90 en la inversión y 44 de gasto operativo, que en conjunto con los 111 millones que ya han erogado en estos dos años 2015 y 2016 constituyen un total de 245 millones. Eso representa un incremento del 282% distribuido pues



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

básicamente en la parte de producción, desarrollo y abandono. Pero como podrán ver pues es un incremento considerable puesto que no tenían realmente actividad contemplada como lo vieron en la tabla anterior en Ronda Cero. Adelante por favor.

Se revisó específicamente las modificaciones y si se cumplen con los requerimientos en materia de tecnología y plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación. Y en ese sentido el campo opera con bombeo neumático. Están considerando la implementación de bombeo hidráulico tipo Jet, algunos aparejos para la selección inmediata del intervalo productor y consideramos que son adecuadas para la actividad de extracción en la asignación. Asimismo, para promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción, la modificación del plan incluye como vimos perforación y terminación de pozos, reparaciones mayores, menores y la construcción de un ducto.

En cuanto a los mecanismos de medición – ese fue un tema que también abordamos la sesión anterior – Pemex continuará operando al amparo del séptimo transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Con respecto a la observancia de mejores prácticas, realizaron una actualización del modelo. Sin embargo, con la información y la cantidad de tomas de información que están previstas, se continuaran haciendo estudios de caracterización y actualización del modelo geológico de la asignación. Adelante por favor.

Con respecto a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero, la perforación, terminación de los pozos, las reparaciones mayores y las menores, que es básicamente conversiones al sistema artificial de producción, son las que aplicarán en estas 29 limpiezas de aparejo y 82 tomas de información que le digo es parte de la información que están previendo tomar en los pozos. Entonces pues sí se ve un desarrollo sobre el conocimiento del potencial de su asignación. Con respecto a elevar el factor de recuperación, el del aceite se incrementa de 34.9% a 39.9% con la propuesta de modificación del plan y en el gas de 36.6% a 39.1%. Y en cuanto a la reposición de las reservas, el programa propuesto presenta un pronóstico de producción asociado a la infraestructura existente y actividades físicas programadas que sustentan reservas 3P por 4.16 millones de barriles de aceite y 1.83 miles de millones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de pies cúbicos de gas. Hasta ahí daría yo pauta a cualquier duda, aclaración, comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Es duda con relación al factor de recuperación. Hay una lámina en donde tiene una tabla donde está el volumen original y la producción acumulada. Un poquito antes, ¿no? Creo. No, no es esa. Es esa, ahí está. Entonces dice que el volumen original es 62.8, no alcanzo a ver aquí. ¿Qué número es, 62.8?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- 82.8.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, ok, 82.8. Y se ha sacado 28.86, que es el 30% del... Sí, ¿verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Si, es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Entonces hasta la fecha se han recuperado 35% del aceite original y el planteamiento... Bueno, más bien el 34.9% es el que hubieran obtenido con lo que plantearon en Ronda Cero. ¿Sí?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- A ver. El 34.9% es el factor de recuperación actual.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El actual. O sea, ¿no es Ronda Cero?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- No.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE YACIMIENTOS, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, es el que tenemos a la fecha.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Cuál fue el de Ronda Cero, perdón? Porque en las últimas láminas comentan que hay un 5% adicional.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Lo que acabamos de ver ahorita en las últimas láminas decía que pasa de 34.9% a 39.9%, hay una diferencia del 5%. Pero mi duda es: ¿El 34.9% es el factor de recuperación planteado en Ronda Cero? Porque lo que estamos viendo es un cambio – ¿no? – en el plan, el plan que tenemos de Ronda Cero y el plan nuevo. ¿Entonces el 34.9% es actual o es...? ¿Es el día de hoy?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE YACIMIENTOS, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Es el actual, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, no sé. Y si es el actual, ¿entonces cuánto fue el que plantearon en Ronda Cero?

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Si, realmente esas cifras están al primero de enero del 2015. Prácticamente – buenas tardes – esas cifras están al 2015, 2016 y 2017. Para Ronda Cero vendría considerándose un factor de 41.50% como se ve en la tabla. Ese es el factor que tenían en Ronda Cero y posteriormente ha ido variando en 32.30% y 34.90% para aceite. Al día de hoy o digamos al primero de enero de 2017 viene siendo 34.90%. Con la modificación al plan se pretende obtener un factor de 39.90% en aceite.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La lógica es que el nuevo plan es mejor que el de Ronda Cero, porque trae más actividad, trae más inversión.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Exactamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero en Ronda Cero nos dijeron que iban a obtener el 41.5%.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y ahora con el nuevo plan vamos a obtener 39.9%?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS,
INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- La cuestión aquí es que si
puede observar hubo un cambio en el volumen original.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, sí, claro.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS,
INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Al momento de haber un
aumento en el volumen original y que la producción no fue digamos tan
alta, el factor de recuperación se hace más pequeño. Entonces ese...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero el factor de
recuperación tiene que ver con la forma como se explota el yacimiento,
con las eficiencias. Si hay un incremento en volumen original pues no
debería de afectar el factor de recuperación.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS,
INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Efectivamente. La
cuestión aquí es que para efectos de cálculo con esas cantidades son lo que
nosotros estamos obteniendo al primero de enero del 2017. Y sí, el
planteamiento aquí de Pemex es también que tuvimos a la baja una reserva
remanente de aceite como puede observar en las tablas y eso es derivado
del comportamiento de producción. Entonces por eso su factor de
recuperación disminuyó un poco. Dentro de las recomendaciones, bueno,
digamos que lo que nosotros estamos platicando con ellos es que
precisamente se haga una reevaluación de este volumen original y de estas
reservas una vez que perforen los pozos para que eleven precisamente ese
factor de recuperación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Porque en otras
palabras podríamos decir que fueron más eficientes en extraer aceite del
volumen que traían en 2015 que el que van a hacer con el nuevo volumen
original, porque ya bajaron el factor de recuperación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS,
INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Entonces la cuestión aquí
fue precisamente el incremento en el volumen. Si ellos hubieran
mantenido el mismo volumen, las reservas también no se hubieran



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

movido, entonces estaría elevando el factor de recuperación. Y ese fue uno de los temas que se platicó con ellos durante las comparecencias porque era ese tipo de comportamiento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Y bueno, el mismo comentario. Voy a repetir el mismo comentario de ayer que también fue muy en alineamiento con lo que se comentó con el Comisionado Franco. Si vemos la gráfica de producción, si me hacen el favor de ponerla, en la gráfica de producción se observa que pues no hay algún procedimiento de recuperación secundaria o mejorada, lo cual puede ser válido. Lo que habría que buscar es que esto se pudiera dar en el futuro cuando tengas más información o nosotros tengamos más información. En otras palabras lo que quiero decir es que posiblemente el día de hoy se apruebe un cambio en el Plan de Extracción del campo Shishito, pero que esto es dinámico y tendrá que irse revisando en el tiempo. No podrá quedar así hasta el año 2024, ¿no? Que es el límite económico.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Entonces dentro de las recomendaciones que se emitieron en el dictamen va precisamente que cada año hagan una optimización de esa declinación y una recomendación aunada también para pues la factibilidad de implementar o no este tipo de proyectos. Entonces sí está.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ya me entró otra duda. Si la asignación termina en 2027 y el límite económico es en 2024, ¿entonces en 2024 cierran o ahí ya no tampoco no?

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Ahí empieza precisamente. Bueno, ahí la resolución de las gráficas está un poco pequeña, pero empiezan precisamente las actividades de taponamiento.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, ¿ya no hay producción?

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Exacto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, gracias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, es en la tabla donde tienen los factores de recuperación.

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

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ahorita lo que preguntó el Comisionado Néstor Martínez, habló del factor de recuperación de aceite y le dijeron que bueno pues era la modificación del factor porque se modificó el volumen. ¿Qué pasa con el gas? Ahí se ve casi el mismo factor de recuperación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Como que parece que ahí son igual de eficientes, ¿no?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exacto.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- La cuestión en el cambio de los volúmenes se debe precisamente a que la parte somera de este yacimiento de Shishito hay unas arenas que están un poco más arriba. Los pozos que perforaron ya no las produjeron. Entonces traen una reserva remanente de cero en la parte de gas. Realmente el volumen que están viendo ustedes, o el correspondiente a lo que es la reserva remanente, es única y exclusivamente del gas asociado al aceite, no al gas. Entonces el haber ese cambio precisamente en el volumen de gas y en la reserva remanente, el factor de recuperación se vino un poco más abajo.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- A ver. Aquí en 2015 teníamos un volumen original aceite, 2017 es mayor. Su factor de recuperación nos dicen, bueno, se redujo porque el volumen se incrementó. En el gas 2015 tengo un factor, perdón, un volumen de 66 y sube a 72. Digo, es marginalmente pequeño digamos. Pero el factor de recuperación prácticamente es el mismo. Lo que decimos: Sí siguen siendo eficientes en el gas, pero en el aceite no.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Sí. Como puede observar también la producción acumulada de gas realmente no se incrementó tanto. Estamos viendo ahí cambios de 24 mil millones de pies cúbicos en 2015 a casi 27 mil millones. Entonces precisamente ese ligero aumento con los volúmenes que vienen manejando son lo que arrojó esos factores de recuperación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Dijimos ahorita la producción acumulada? Estamos hablando de volumen, factor de recuperación. ¿Cómo entra esto ahorita?

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Bueno, para efectos del cálculo del factor de recuperación se utilizó el cociente de lo que viene siendo el volumen original de cada fluido en su producción acumulada.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero entonces ese es el factor a la fecha.

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- Al primero de enero del 2016, al primero de enero del 2017.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Factor de recuperación a la fecha. ¿Y el que quieren alcanzar cuánto es?

SUBDIRECTOR DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS, INGENIERO ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO.- 39.10% en gas y 39.90% en aceite.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que técnicamente la explicación de que se baje el factor de recuperación cuando hay un incremento en volumen es porque a lo mejor el nuevo volumen está en condiciones de propiedades petrofísicas más desfavorables; que tuviera



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

menor permeabilidad, que fuera más complicado. Es la única. Pero si más o menos se mantiene las mismas características petrofísicas y de fluidos, el factor de recuperación deberíamos esperarlo igual. Ahora, manejamos factor de recuperación aceite y gas, pero el yacimiento al principio era bajo saturado. Claro que en muy poquito tiempo, creo que son cuatro kilos la diferencia, empezó a liberar gas en el yacimiento. Entonces posiblemente hay ahí algún gas que es lo que nos hace este tipo de complicaciones, no entender porque un factor es diferente al otro: Porque uno incrementa o porque otro disminuye.

Pero creo que lo más importante es que los Planes de Desarrollo son dinámicos y en la resolución ustedes están planteando que se va a estar revisando. De alguna forma esto va a ser igual para todos los operadores y para todos los campos y siempre vamos a estar buscando en la medida que hay nuevas tecnologías, en la medida que hay diferentes precios de los hidrocarburos, buscar la maximización de valor para el Estado. Y creo que eso es lo más importante, ¿no? de todos los comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Muchas gracias ingeniero. ¿Algún otro comentario? Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Sí. Pues la propuesta colegas sería que con base en este análisis la ponencia propone aprobar esta solicitud de modificación del asignatario. Apunto que en efecto el tema de la recuperación secundaria que destacaba el doctor Néstor Martínez viene como una recomendación en efecto en el dictamen, no así en la resolución. Yo no sé si quieren que se suba a la resolución. El dictamen forma parte desde luego de la resolución, solamente quiero pues preguntarlo expresamente o si se aprobaría en los términos que está la resolución. Digo, no lo sé.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionados, ¿algún comentario?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si está en el dictamen, es parte de la Resolución.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Así es, ok. Bueno, pues esa sería la propuesta Presidente. Muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Si no hay más comentarios, Secretaria Ejecutiva por favor dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.001/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0306-M-Campo Shishito.

ACUERDO CNH.E.71.001/17

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 para la Asignación A-0306-M-Campo Shishito.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Evaluación presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Comisionado.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias Presidente. Gracias Secretaria. El tema ahora es una solicitud de un contratista de una adjudicación que tuvimos en la Ronda 1.2, en la segunda licitación de la Ronda Uno. Recordemos que fueron tres las áreas contractuales que se adjudicaron, a ENI, a Hokchi y pues justamente a Fieldwood, que es el contratista que ahora nos ocupa y que presentó una solicitud para modificar el Programa de Trabajo y el Presupuesto Asociado a su Plan de Evaluación, plan que tiene una duración de dos años. Digo rápidamente las generalidades de este tema para que, de igual forma como sucedió en Shishito, las áreas técnicas me puedan hacer favor de ir al detalle de la solicitud.

Este es un contrato que se firmó el 7 de enero del año pasado. El Plan de Evaluación fue autorizado por esta Comisión el 19 de agosto también del 2016. Dije ya que tiene una vigencia de dos años y ya digamos ya tuvo una modificación, una primera modificación este plan por lo que hace al lugar de entrega de los hidrocarburos. Recordaremos seguramente que estos tres contratos fueron modificados en los mismos términos. Y el 18 de agosto pasado presentó esta solicitud a efecto de que le podamos reconocer el desarrollo de actividades y de costos adicionales a lo que tenía presupuestado en su plan de trabajo, particularmente en una sub actividad, que es la de pruebas de producción. Este contrato tiene 2 campos, Ichalkil y Pokoch, 2 pozos. Creo que es lo técnicamente correcto. Son pozos, ¿no? Ichalkil-2DEL y Pokoch.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Son campos.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Campos, bueno, pero las pruebas de producción se refieren en específico a los pozos Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL, en el que hubo un incremento en los días en



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las prueba de producción y entraremos al detalle más adelante. En el caso de Ichalkil simplemente señalar que, entre otras, las razones fueron que hubo una profundización de este pozo en busca del contacto agua-aceite. Hubo una tormenta tropical Franklin también y hubo una mayor producción de la esperada. Y aquí el comercializador, en ese momento PMI, exigió pruebas de silicio orgánico a efecto entiendo no contaminar, ¿no? Las corrientes que estaban involucradas. Y el Instituto Mexicano del Petróleo, que fue el encargado de llevar a cabo estas pruebas, tardó 10 días en llevar a cabo las mismas. Y por lo que hace a Pokoch, hubo una prueba adicional de un DST que tomó también más días que lo que se tenía previsto. Y pues por estas razones lo que el proyecto propondría, previa desde luego la exposición que nos harán, es que reconozcamos esta situación para que le podamos pues no autorizar en estricto sentido porque son actividades que ya hicieron, son gastos en los que ya incurrieron, pero sí para reconocer esto y en todo caso pues convalidar lo que ya hizo el contratista que insisto es Fieldwood.

Así es que si me lo permiten, si no tienen inconveniente, yo le pediría al área técnica, al doctor Faustino Monroy, que nos pudiera pues entrar al detalle de esta solicitud. Muchas gracias a todos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muy buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Muchas gracias Comisionado Pimentel por la introducción. Efectivamente vamos a poner a su consideración la evaluación técnica sobre la modificación al primer Programa de Trabajo y Presupuesto Asociado al Plan de Evaluación del contrato CNH-R01-L02-A4/2015 del contratista Fieldwood Energy. Adelante por favor.

Como recordaran esta es el área contractual, tiene dos áreas. Este es el campo Pokoch y este es el campo Ichalkil. Entonces vamos a estar hablando de principalmente, como en la introducción el Comisionado Sergio se refirió, al pozo Pokoch-1DEL y a Ichalkil-2DEL. Adelante por favor.

Básicamente este es el programa que ustedes ven aquí, el Programa de Trabajo que se le autorizó 2016-2017 y lo único que la modificación se refiere efectivamente a las pruebas de producción en tiempo. Y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

básicamente fueron 16.5 días más en Ichalkil de lo contemplado originalmente para las pruebas de producción y 10 días más en la prueba de Pokoch-1DEL. Entonces si pasamos a la siguiente por favor.

Este es una parte en la cual queremos desglosar las modificaciones una por una que ya mencionó el Comisionado Sergio, primero en Ichalkil-2DEL en cuanto a la prueba. Estos 16 días, estos 16.5 días que ustedes ven están repartidos en estos cinco puntos. Básicamente los tres últimos ocupan el 90% del tiempo. Pero el primero es los trabajos de preparación y terminación por la profundización del pozo de aproximadamente 441 metros más con el objetivo de alcanzar el contacto agua-aceite. Esto en su momento pues fue muy bueno. O sea, no vieron el contacto agua-aceite que tenían previsto y profundizaron. Entonces esos trabajos de preparación y terminación requiere un día, un día y medio más o menos.

La contingencia meteorológica de la tormenta tropical Franklin también acumula un día aproximadamente y la estimulación de flujo en yacimiento del Cretácico. Esto es probar con el BEC debido a que la presión en el yacimiento Cretácico es baja, aproximadamente andamos en 4,500 PCI. Y entonces esto se llevó aproximadamente 7 días. El otro punto de análisis de contenido de silicio orgánico de hidrocarburos producidos durante las pruebas para que quedara en términos de calidad para su comercialización, efectivamente se hizo un análisis en el IMP que se llevó aproximadamente en 9 días. Y el volumen incremental de lo que ellos esperaban, un volumen aproximado de 61,500 barriles acumulados por todas las pruebas. Entonces habían propuesto una barcaza de 70,000 barriles y después porque el volumen fue mucho mayor, aproximadamente 70,000 barriles.

DIRECTORA DE INFORMACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA, INGENIERA
JENNIFER ELLIOT CRUZ.- 69,000.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO
MONROY SANTIAGO.- Perdón, no, 69,000. Usaron un barco de proceso con capacidad de 42,500 barriles. Esto se llevó también aproximadamente 7 días.

En cuanto a la prueba de pozo Pokoch-1DEL, estos 10 días es exclusivamente para una prueba que no estaba contemplada porque encontraron en el Kimmeridgiano, en el yacimiento Kimmeridgiano, un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuerpo de muy buena calidad en cuanto litológicamente hablando del Jurásico separado por el primero que ellos habían propuesto aproximadamente 100 metros. Esos 100 metros son de calizas arcillosas y ellos estuvieron viendo que efectivamente podrían ser dos yacimientos o bien estar compartimentalizados y por eso hicieron la prueba extra. Esos son los 10 días, ¿no?

Con esto los costos, lo que podemos decir que los costos y tiempos adicionales están por el contratista justificados plenamente y no exceden el tiempo previsto en el periodo de evaluación. Y la determinación de la procedencia de dichos costos como costos recuperables pues corresponderá en su oportunidad a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Adelante. Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- La prueba, se regresan una. ¿Esta prueba del contenido de silicio orgánico todos los operadores la están haciendo para después de que hacen sus pruebas de producción y meten entiendo este crudo a las corrientes de Pemex? ¿Todos hacen esa prueba?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En este caso el comercializador era PMI y ellos exigían efectivamente este control. Imagino que todos los contratistas se le debe de exigir la misma calidad, ¿no? Para comercializar.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, la misma calidad sí, pero este estudio específico que se llevó 9 días que hace que se atrase la actividad.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Entiendo que nadie antes la había hecho, fueron los primeros.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Aja, es lo que quiero saber. ¿Fueron los primeros?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniera Elliot, adelante.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA DE INFORMACIÓN TÉCNICA ECÓNOMICA, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- En este caso el contratista fue el primer operador al que se le solicitó la prueba y también esta prueba se va a solicitar dependiendo de las características de la plataforma donde se realice el trasiego según las condiciones para transportar el hidrocarburo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Entonces es la primera vez que se pide esa prueba.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, adelante por favor. Queremos aquí enmarcar también los beneficios en forma genérica de estas modificaciones al programa de las pruebas de producción. Primero para el pozo Ichalkil-2DEL se considera que, bueno, un beneficio es probar la aplicación, el funcionamiento, y ver de este sistema (el BEC) si efectivamente es viable para producir el pozo y en su momento también serviría para la incorporación de reservas. Acuérdense que para la certificación de reservas debe de haber un flujo estabilizado en superficie. Entonces si no fluye el hidrocarburo, bueno, el BEC es una herramienta buena para llevar a cabo esto.

Probar la productividad en un intervalo mayor en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. En este caso el intervalo del Jurásico fue mucho más grueso, entonces eso también es algo que puede incorporar mayor reservas. Y asegurar las condiciones operativas. Obviamente en el caso por ejemplo de la tormenta no van a hacer operaciones bajo condiciones inseguras.

Las modificaciones en el programa de pruebas de producción en el pozo Pokoch pues básicamente el beneficio fue que se probó un nuevo intervalo. Un nuevo intervalo que no se había determinado en el pozo Pokoch-1. Aunque es una estructura, recordemos que es una estructura pequeña vamos a decirlo así, en Pokoch. El Pokoch-1 no había atravesado hasta abajo del Kimmeridgiano, ¿no? Entonces es una prueba y obviamente es yacimiento, un incremento en el intervalo del yacimiento, ¿no? Adelante por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces si me lo permiten, con el permiso del Comisionado Presidente, voy a pasar la palabra al ingeniero Jesús Salvador Carrillo, Director General Adjunto de Evaluación de Contratos y Asignaciones, para que nos explique la descripción acerca de la parte económica.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Maestro, un segundo. Antes por favor doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Antes de que pasemos a la parte económica, una pregunta técnica. Es que una de las conclusiones es el que se prueba un sistema artificial de producción para tener una mejor explotación. Es el BEC, ¿no? El bombeo electro centrífugo. Entonces hay una lámina en donde se dice que se utilizó el bombeo electro centrífugo para estimular el flujo. Es esa que acaba de pasar. Entonces la pregunta es: ¿Solamente se hizo para estimular? Esto es un poquito más adelante Gustavo por favor. Ahí dice estimulación del flujo es la tercera. Dice, estimulación del flujo en el yacimiento Cretácico mediante uso de bomba electro centrífuga. Entonces al parecer no solamente fue estimularlo, sino que se mantuvo operando el bombeo electro centrífugo para observar cual era el comportamiento, ¿verdad? No más es la pregunta o solamente para lo que dice ahí, que es para estimular el flujo, para inducir el pozo.

DIRECTORA DE INFORMACIÓN TÉCNICA ECÓNOMICA, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- En este caso en el pozo Pokoch-1 no se pudo sostener la producción, aún cuando se implementó nitrógeno para aligerar la columna. Como la presión medida fue menor a la esperada, están implementado este método para poder sostener la producción y poder incorporar reserva 1P.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y tuvo buenos resultados según lo que se plantea.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Eso nada más fue para el Cretácico. El Jurásico fluye.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Este asunto de la profundización del pozo en el caso de Ichalkil, ¿se hizo algún tipo de aviso, de notificación a la Comisión para esa profundización? De acuerdo a los Lineamientos de Perforación aparentemente se requiere un aviso cuando se haga una profundización. ¿Sí cumplió con ese requisito?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, efectivamente se necesita un aviso. No lo recuerdo doctora, pero ahorita le contestamos la pregunta, cuándo nos avisó de esa profundización.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. ¿Alguna otra pregunta? Entonces adelante maestro Carrillo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Pues si me permiten quisiera hacer una breve descripción de lo que sería la modificación al presupuesto asociado a la modificación al Programa de Trabajo. Es en realidad algo sumamente sencillo en términos de los montos, nada más habría que dar una breve explicación al respecto.

Entonces como podemos ver en pantalla, todo el presupuesto que por cierto en este caso por la vigencia del Plan de Evaluación coincide exactamente con todo el Programa de Evaluación, con todo el Plan de Evaluación. Entonces no hay ninguna modificación en ninguna sub actividad salvo en pruebas de producción que se incrementa de 38.5 millones a alrededor de 45.3 millones de dólares. Esto en términos de esa sub actividad corresponde a un 18%, es un 17.5%, y respecto al total del Plan de Evaluación solo se incrementa un 4%. Por eso no es necesaria la modificación al plan, sin embargo sí sería necesaria la modificación al presupuesto para que todo lo que se exceda del 10% pueda en su momento ser considerado como costo recuperable por la Secretaría de Hacienda.

Cabe mencionar que de darse la aprobación a esta modificación al presupuesto, los costos que se reconocerían aquí serían reconocidos como costos elegibles. Y ya posteriormente corresponde a la Secretaría de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hacienda, de acuerdo a sus lineamientos, declararlos recuperables y después recuperarlos.

En la siguiente lámina podemos observar el rango de referencia que nosotros hemos construido para analizar los costos de esta modificación. Y como podemos ver, el rango de referencia se encuentra entre 35.5 millones y 47.4 millones. Por lo tanto el monto estimado y propuesto por el operador es de 45.3 millones de dólares y queda dentro del rango de referencia. Este monto de 45 millones de dólares es más o menos la cuarta parte (el 25%) del monto total de inversión del Plan de Evaluación. Esta sería digamos a grandes rasgos la explicación de las modificaciones al presupuesto. Cabe mencionar que el operador, dentro de lo que fue el proceso de dictaminación, nos entregó evidencia de los días adicionales que se requerían. Digamos lo que pasó con la tormenta Franklin, las notas, etc., digamos toda la documentación que pudo ser requerida por parte de la Comisión para que se demostrara que efectivamente estos días eran requeridos para las pruebas de Ichalkil.

Y en el caso de la prueba adicional solicitada para Pokoch, pues se hizo una solicitud a la Dirección General de Dictámenes de Extracción para que nos dieran vista sobre la pertinencia de esta prueba, la cual fue positiva, y por lo tanto nosotros procedimos a analizar entonces el costo en los términos que estaba propuesto. Eso sería por nuestra parte la exposición de la modificación del presupuesto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias maestro. Comisionado maestro Franco y luego Comisionado doctor Néstor Martínez.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, en la lámina anterior por favor. ¿Estos rangos de referencia ingeniero Carrillo, referencia de costos, ya consideran costos reales de pruebas de producción hechas en México por estos nuevos operadores, los que han hecho pruebas antes que este operador?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- No. No Comisionado porque todavía no tenemos propiamente el desglose de lo que se ha realizado por los contratistas que también están



realizando en este momento. Ya no debemos tardar en tener esta información correctamente desglosada. Sin embargo, sí tenemos los costos de operación de estas plataformas, de estos digamos equipos de trabajo que se requieren para este tipo de actividades. Entonces de ahí, digamos de ahí y de la base de datos de costos internacionales que usualmente manejamos para referenciar nuestros costos, es que utilizamos los costos.

Además, aquí sí tenemos ya el monto exacto que cuesta por ejemplo la barcaza de producción que utilizaron porque pues nos mostraron digamos evidencia documental de los costos diarios, etc. Entonces tuvimos que hacer una mezcla, alguna ya de contratos hechos por el operador, por Fieldwood Energy, y otros tantos que no tenemos costos y nos vamos a referencias internacionales.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero ya podemos ir alimentando. Cuando nos vayan dando los costos estas otras operadoras en México de cuánto gastan en pruebas de producción, más o menos ya tener referencias nacionales.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Es correcto Comisionado. Ya en la base de datos que estamos construyendo en la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica estamos ya por incorporar también los costos reales de estos Planes de Evaluación de la licitación 1.2

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que, no sé si va a contestar algo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Faustino Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No más para contestar la pregunta de la doctora si



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

podemos. Sí tuvimos aviso, sólo que fue vía correo debido a que la profundización está en el mismo objetivo que ya estaba considerado en el plano. Pero sí tuvimos por correo el día 30 de junio, donde nos decían que sí iban a profundizar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es muy relevante el tener un estudio de mercado al interior y ya el Comisionado Franco hizo la... pues planteó el tema. Pero precisamente creo que para hacer ese estudio de mercado nacional deberíamos de evitar el involucrar actividades que no son pruebas de producción. En la lámina que ustedes nos presentan dicen que en pruebas de producción hubo un cambio, pero no hubo un cambio por ejemplo en perforación de pozos. Y aquí hubo un cambio importante, fueron 440 metros adicionales. Entonces como que están poniendo me parece que en el rubro de pruebas de producción cosas que no tienen que ver con producción, que tienen que ver con perforación. Entonces si más adelante se hace alguna comparación, entonces vamos a tener una tergiversación vamos a decir del cómo están costando cada uno de los rubros. Entonces bueno, ¿por qué fue eso? Porque no nos explican un poquito más por qué lo hicieron así o por qué se plantea así.

DIRECTORA DE INFORMACIÓN TÉCNICA ECÓNOMICA, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- En realidad el costo de la profundización a lo que respecta a la perforación sí está digamos en la partida de la sub actividad perforación de pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay una lámina – si la quieren poner – en donde se observa que no hubo cambio.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ese es mi punto.

DIRECTORA DE INFORMACIÓN TÉCNICA ECÓNOMICA, INGENIERA JENNIFER ELLIOT CRUZ.- En el cambio del presupuesto se refiere a las consecuencias de esta profundización que consisten digamos en los trabajos preparativos para el cambio del lodo, que tomaron un día más por digamos la proporción del intervalo adicional perforado. Por eso es que el lodo de perforación sí está cargado a la parte de pruebas de producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero sí hubo 440 metros de profundización y ahí se nota que el presupuesto era de 106,906,553, pesos.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Dólares. Si, son dólares, sí es cierto. Son dólares. Y no hay cambio.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si, es que el asunto es el siguiente. Solo se solicita la modificación al presupuesto cuando se van a incrementar más del 10% por una sola sub actividad. En este caso eso no ocurría, por lo tanto, ese costo adicional lo absorbe el contratista, el operador, dentro de sus costos y todavía está dentro del rango que le puede digamos por decirlo de alguna manera tolerar la Secretaría de Hacienda para declararle costos recuperables.

Ahora bien, sí estoy de acuerdo con usted en que digamos ese tiempo adicional que se tienen que tomar para los cambios de lodos, etc., cuestiones técnicas, esos están cargados en la prueba de producción.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No son prueba de producción.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Y bien podrían estar también cargados a la perforación de pozos. Digamos, es en esas líneas que a mí me parecen fronteras digamos delgadas entre las dos sub actividades y que pues siempre son complejas para analizarse. Pero lo que sí nos comentó el operador es que no estaba solicitando el monto digamos propiamente de la perforación adicional. Ahora, de todos modos, de lo que comentaba el Comisionado Franco, lo que se pretende hacer es una vez que entreguen los reportes ya de perforación y que nosotros podamos procesar esta información, tendremos costos reales de todo; más allá de si se solicitó o no se solicitó una modificación al presupuesto. Es decir, en este caso el contratista podría gastar alrededor de 115 millones de dólares sin tener ningún



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

problema con la Secretaría de Hacienda para la recuperación de costos en lo que a nosotros respecta. Es cosa de la Secretaría.

Sin embargo, ya en los costos reales sí tendremos nosotros que ver cuánto fue en realidad lo que se perforó, porque eso en este momento no lo sabemos. Puede ser que no hayan sido los 106 millones, puede ser que haya sido menos. Tenemos noticia de otros contratistas que han gastado menos de lo presupuestado en pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Mi punto Comisionado Presidente, Comisionados, es que tenemos que tener la claridad – ¿no? – de qué operación cuánto cuesta. Y de alguna forma yo sé que documentalmentes tenemos que hacerlo tal y como vienen las tablas que hay que llenar. Pero hay que tenerlo claro para que después podamos comparar, sino después no vamos a poder comparar. El Comisionado Franco preguntó: Bueno, ¿y todos los operadores les piden esto, el contenido de silicio orgánico? Entonces bueno, puede suceder que más adelante una comparación esta es más cara, pero pues porque le pidieron unas pruebas que los otros no tienen que hacer. ¿No? Eso es lo que hay que tener la claridad.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE LA DIRECCIÓN GENERAL ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Creo que vale la pena además puntualizar del tema de la prueba de silicio orgánico es una prueba sumamente barata. Digamos para los montos correspondientes a estos montos de inversión, ¿no? Es muy económica. Sin embargo, lo que golpea al presupuesto son los días de espera que se requieren, ¿no? Entonces en ese sentido pues es lo que se plantea aquí, ¿no?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias maestro. Comisionado ponente.

COMISIONADO SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS.- Bueno, pues con base en ello la solicitud o lo que está a su consideración es aprobar esta solicitud del contratista, de Fieldwood, para insisto reconocer estas actividades adicionales y la modificación al presupuesto que están ambas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asociadas al Plan de Evaluación que fue en su momento autorizado por esta Comisión. Colegas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado Sergio Pimentel. ¿Alguna otra observación colegas? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.71.002/17

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia respecto de la modificación al Programa de Trabajo y presupuesto asociado al Plan de Evaluación presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

ACUERDO CNH.E.71.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracciones VI, X y XII de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción XI y último párrafo de dicho artículo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como en las Cláusulas 9.5 y 10.4 del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Evaluación presentada por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., en relación con el citado contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución sobre los resultados de las evaluaciones para la Precalificación de interesados de la Licitación CNH-R02-L04/2017, correspondiente a la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, 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:

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado general, buenas tardes. Adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias Comisionados, muy buenas tardes. Con relación a la precalificación de la licitación CNH-R02-L04/2017, informo a este Órgano de Gobierno los resultados obtenidos por el Comité Licitatorio. De los 29 interesados que se inscribieron en la licitación, los 29 iniciaron el proceso de precalificación y presentaron la documentación para precalificar. 16 lo hicieron, solicitaron ser precalificados como operadores y 13 como no operadores. Durante el periodo de precalificación previsto en las bases, el Comité Licitatorio llevó a cabo la revisión, verificación y evaluación de la documentación e información presentada por los interesados en precalificar de acuerdo a los requisitos de experiencia, capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales previstos en las bases. Dicha evaluación se llevó a cabo en algunos temas con el apoyo de la SENER, la Secretaría de Hacienda y la ASEA.

Durante la evaluación fue necesario solicitar a los interesados aclaraciones a la documentación e información presentada, las cuales fueron desahogadas en tiempo y forma por los interesados. Concluida la revisión, verificación y evaluación de la documentación e información presentada por los interesados, se tiene que los siguientes interesados que presentaron documentos y continuaron con el proceso para precalificar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como operadores o no operadores cumplen con los requisitos de experiencia, capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales previstas en las bases. Por lo anterior tenemos a precalificar con el carácter de operador a: BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, BP Exploration México, Chevron Energía de México, China Offshore Corporation E&P México, ENI México, ExxonMobil Exploración y Producción México, Hess México Oil and Gas, Inpex E&P México, Murphy Sur, Noble Energy México, PC Carigali México Operations, Pemex Exploración y Producción, Repsol Exploración México, Shell Exploración y Extracción de México, Statoil E&P México y Total E&P México.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Esos son los operadores.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Son los que solicitaron precalificar...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ser precalificados como operadores.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ahora bien. Interesados que solicitaron precalificar como no operadores tenemos a Capricorn Energy Limited, Citla Energy E&P, Deutsche Erdoel México, ECP Hidrocarburos México, Galem Energy, Galp Energy, Lukoil Upstream México, Mitsui & Co. LTD, ONGC Videsh Limited, Ophir México Limited, PTTEP México E&P Limited, Qatar Petroleum International Limited y Sierra Nevada E&P.

Lo anterior se pone a consideración de este Órgano de Gobierno para que, de así considerarlo, el Comité Licitatorio emita la constancia de precalificación de conformidad con lo previsto en el numeral 9.6 de las bases que les permite a los precalificados seguir con el proceso de licitación. Las constancias correspondientes serían enviadas el día de hoy vía correo electrónico a los interesados y sería publicada la lista en la página www.rondasmexico.gob.mx. Una vez precalificados los interesados,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del 18 al 19 de enero del 2018 dichos interesados deberán solicitar al Comité Licitatorio la forma o formas en que desean conformarse como licitantes: Individual o agrupado. Pues esta es la relación de interesados que desean precalificar como operadores o no operadores que pongo a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Entiendo entonces abogado que así fueron las solicitudes respectivamente. Algunas de las 29 empresas que estaban registradas decidieron ser operadores, presentaron la documentación. Otros tienen como intención ser socios financieros.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Y lo que usted nos presenta es el resultado de las empresas que precalifican en cada una de estas condiciones.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Después de haber revisado capacidad técnica, fortaleza financiera, evaluar con apoyo de la Secretaría de Hacienda la procedencia lícita de recursos, capacidades en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente con el apoyo de ASEA.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. A ver, podemos ver otra vez las listas. Todos estos son los operadores. BHP Billiton la empresa australiana. Es la que tiene asociación con Pemex en Trión. BP que ya tiene contratos aquí con nosotros. Chevron igualmente. La empresa estatal de China, China Offshore Oil Corporation que igual ya tiene dos contratos aquí en México. ENI igualmente ya con contratos. Exxon igual. ¿Hess ha participado antes?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Si, ha precalificado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pero no ha presentado oferta.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No ha presentado oferta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces Hess empresa norteamericana ha participado antes, no ha presentado oferta. Aquí viene nuevamente. Inpex japonesa que ya tiene contratos en sociedad con Pemex y con Chevron.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Murphy norteamericana. ¿Esta no tiene contrato todavía verdad? Si tiene. Disculpen a mis colegas de Murphy, sí tienen, sí tienen contratos. Noble, ¿tiene contrato?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No tiene contrato, ya ha participado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No tiene contrato. PC Carigali, que es la filial de Petronas. Pemex que naturalmente ha ganado contratos. Repsol que también ya ganó contrato. Shell igualmente, Statoil y Total. Estos son operadores.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien, vamos a ver la otra lista. Estos son los que tienen interés de ser socios.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Para lo cual tendrán que conformar consorcios con los otros, con los operadores. ¿Y ahí cual es la ventana de tiempo abogado en que tiene que ocurrir esto?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Del 18 al 19 de enero del 2018 tienen que solicitar la forma o formas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Del 18.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Al 19.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De enero tienen que ingresar la solicitud para conformar el consorcio aquí a la CNH.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces bien, estos son los que tienen interés de ser socios financieros. Capricorn del Reino Unido que ya tiene contrato. Igualmente, Citla. Deutsche Erdoel que igual ha ganado contratos. SP Hidrocarburos.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ese es Ecopetrol, es una filial de Ecopetrol, de la colombiana.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Galem que participó ya, no ganó y aquí viene nuevamente, empresa mexicana. Galp empresa de Portugal, ¿no ha ganado verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- No. Ya ha precalificado en otras licitaciones, pero no ha participado

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No ha participado. Aquí viene la empresa portuguesa otra vez. Lukoil, la rusa, que ya ganó contrato. Mitsui ya había precalificado, pero no había presentado oferta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces empresa japonesa, aquí viene nuevamente. Videsh que participó desde la primera licitación, no ganó. Aquí viene nuevamente, no ha ganado contrato. Ophir sí ha ganado contrato.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ophir, Reino Unido, sí ha ganado contrato. Participa por primera vez la empresa estatal de Tailandia PTT.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ya había precalificado. En la 1.1 precalificó y luego se desincorporó del consorcio, ya no participó.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, ok. Ha tenido entonces una primera aproximación y aquí viene nuevamente con la intención de ser socio de algún consorcio. Qatar por primera vez.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Por primera vez.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por primera vez precalifica una empresa de Medio Oriente, ¿no? Qatar. Y Sierra, empresa mexicana nuevamente buscando una sociedad también.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues muy bien. Colegas Comisionados, está a su consideración. Secretaria Ejecutiva, por favor."

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFE

ACUERDO CNH.E.71.003/17

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en el numeral 9.6 de las Bases de la Licitación CNH-R02-L04/2017, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la resolución relativa a la Precalificación de los interesados de la citada licitación, que a continuación se enlistan:

No.	Operadores
1	BHP BILLITON PETRÓLEO OPERACIONES DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.
2	BP EXPLORATION MEXICO, S.A. DE C.V.
3	CHEVRON ENERGÍA DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.
4	CHINA OFFSHORE OIL CORPORATION E&P MEXICO, S.A.P.I. DE C.V.
5	ENI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.
6	EXXONMOBIL EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.
7	HESS MEXICO OIL AND GAS, S. DE R.L. DE C.V.
8	INPEX E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.
9	MURPHY SUR, S. DE R.L. DE C.V.
10	NOBLE ENERGY MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.
11	PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V.
12	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
13	REPSOL EXPLORACIÓN MÉXICO, S.A. DE C.V.
14	SHELL EXPLORACION Y EXTRACCION DE MEXICO, S.A. DE C.V.
15	STATOIL E&P MÉXICO S.A. DE C.V.
16	TOTAL E&P MÉXICO, S.A. DE C.V.

Órgano de Gobierno

Septuagésima Primera Sesión Extraordinaria

21 de diciembre de 2017



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No.	No operadores
1	CAPRICORN ENERGY LIMITED
2	CITLA ENERGY E&P, S.A.P.I. DE C.V.
3	DEUTSCHE ERDOEL MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.
4	ECP HIDROCARBUROS MÉXICO, S.A. DE C.V.
5	GALEM ENERGY, S.A.P.I. DE C.V.
6	GALP ENERGIA E&P B.V.
7	LUKOIL UPSTREAM MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.
8	MITSUI & CO., LTD.
9	ONGC VIDESH LIMITED
10	OPHIR MEXICO LIMITED
11	PTTEP MÉXICO E&P LIMITED, S. DE R.L. DE C.V.
12	QATAR PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED
13	SIERRA NEVADA E&P, S. DE R.L. DE C.V.

Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó que el Comité Licitatorio expida la correspondiente constancia de Precalificación, de conformidad con lo dispuesto en las citadas Bases de Licitación.

II.4 Versión final de las Bases de la Licitación CNH-R02-L04/2017, correspondiente a la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Adelante abogado.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muchas gracias. Con relación a la versión final de la licitación 2.4, resumo brevemente las modificaciones que se tuvieron a lo largo del proceso. Se tuvieron cuatro modificaciones a las bases de licitación y tres modificaciones al contrato previo a esta publicación versión final que nos hizo llegar la SENER. Aquí destaco simplemente un ajuste. Prácticamente esta versión final es muy similar o prácticamente igual a la que se publicó el pasado 15 de diciembre. Nada más trae una modificación adicional en las bases y que deriva de aclaraciones que hicieron los interesados y después de un análisis se lleva a cabo un ajuste en el valor del pozo exploratorio en unidades de trabajo. Y quedaría así: En Perdido de 51,500 unidades a 48,500; Cordilleras Mexicanas de 51,700 a 48,700; y Salina de 59,300 a 47,500. Y algunas precisiones de forma básicamente. Son las modificaciones digamos adicionales que con relación a la del 15 de diciembre que se publicó en una tercera y cuarta modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogado. ¿Calendario se mantiene igual?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Calendario se mantiene igual, próximo 31 de enero presentación de ofertas para las áreas contractuales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 31 de enero es el día de presentación de ofertas. Antes de eso tendremos la aprobación de consorcios.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Correcto. Presentarían del 18 al 19 sus conformaciones y el Órgano de Gobierno resuelve a más tardar el 26 de enero.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ok. Entonces 18-19 las empresas presentan solicitud de consorcio, 26 la CNH anuncia los consorcios autorizados y de ahí nos vamos al 31 de enero, evento público para presentar ofertas.

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

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muchas gracias. Colegas, ¿algún comentario? Comisionado Franco, adelante.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Qué pasó ahí? ¿Se bajaron el valor de las unidades de trabajo? Es decir, ¿si un operador perfora un pozo en unidades de trabajo va a valer menos?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Que son unidades que van vinculadas con la oferta. Recordemos que en la oferta es una regalía y en su caso un incremento al programa mínimo de trabajo. De haberlo, estos serían los valores que se tomarían en cuenta al momento de plasmarlo en el contrato que se adjudicara.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Y esto qué le ayuda? La garantía que te dé de cumplimiento es un poco más baja.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Va vinculado exactamente. Se suma, exacto. Se suma el programa mínimo más el incremento y deriva la garantía de cumplimiento.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado, abogado. ¿Alguna otra observación?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Comisionado o abogado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, es que dije gracias al Comisionado, gracias al abogado. No, no, me refería a los dos. En este caso no me equivoqué. En otros si, en este no. Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

ACUERDO CNH.E.71.004/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción I, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la versión final de las Bases de la Licitación CNH-R02-L04/2017, mismas que incluyen el Contrato.

La versión final de las Bases deberá publicarse en la página www.rondasmexico.gob.mx

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 19:01 horas del día 21 de diciembre de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Septuagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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



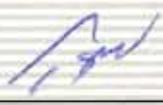
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



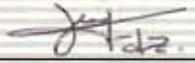
Alma América Porres Luna
Comisionada



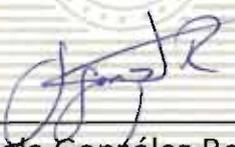
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Gaspar Franco Hernández
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva