



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINCUAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:08 horas del día 27 de agosto del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quincuagésima Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0697/2019, de fecha 26 de agosto de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban).
- II.2 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-0067-M-Campo Castarrical.
- II.3 Opinión técnica respecto de la modificación de los títulos de las Asignaciones AE-0045-5M-Agua Dulce-04, AE-0053-3M-Mezcalapa-03 y AE-0055-5M-Mezcalapa-05.
- II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite aclaración de la Resolución CNH.E.53.004/17.
- II.5 Acuerdo por el que se instruye a la Unidad de Administración y Finanzas enviar el Anteproyecto de Presupuesto Anual de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el ejercicio 2020 a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban).

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

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

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenos días. Como se comentó en la Orden del Día, vamos a proceder a presentar lo que sería el Plan de Desarrollo del campo Koban, que se encuentra asociado a la Asignación AE-0019M-Okom-02. Primeramente, lo que vamos a presentar es la relación cronológica de cómo se llevaron a cabo las etapas de la revisión de este plan y podemos ver que la solicitud de entrada para la revisión de este plan fue el 12 de julio de 2019. Posteriormente, tuvimos una prevención de la información el día 24 de julio del 2019. Las prevenciones fueron atendidas por parte del operador el día 29 de julio y se dio la declaratoria de suficiencia de información el día 6 de agosto de 2019 y el día de hoy estamos 27 presentando los pormenores de la revisión técnica que se hizo. También se cumplieron las revisiones o se solicitaron las revisiones a la ASEA y a la Secretaría de Economía para el contenido nacional.

Las características generales del campo, de la Asignación perdón, es que esta se localiza en aguas territoriales del golfo de México frente a las costas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

del estado de Tabasco, perdón, abarcando también una porción terrestre de esta misma Asignación. El operador es Pemex Exploración y Producción. Tiene un área de Asignación de 965 km². Lo que se está presentando para el campo Koban en el área de extracción serían 13.66 km². La fecha de emisión de la Asignación es el 27 de agosto de 2014. Tiene una vigencia de 22 años a partir del 27 de agosto de 2017. Es una Asignación del tipo exploración y extracción y no tiene restricciones para realizar sus actividades en cuanto a la columna geológica. Tiene como colindancias al Oeste la AE-0008-4M-Amoca-Yaxché-06 y al Este con la AE-0023-M-Okom-06.

Lo que serían las generalidades del campo Koban tenemos que es un área de 13.66. Actualmente tiene dos pozos que se encuentran taponados, que es el Koban-1 y el Koban-1DL. El yacimiento que se encontró es de edad Jurásica. Tiene una porosidad promedio de 5.7. El tipo de fluido que se encontró es gas y condensado con una densidad del condensado de 42.9 grados API, una temperatura de 181 °C, una presión inicial – que es la actual – de 609.6 kg/cm² y una presión de rocío de 386.5 kg/cm².

El alcance que presenta este Plan de Desarrollo para la Asignación Koban, para lo que es el campo Koban, es que va a extraer la reserva 2P de gas y condensado que está asociada al yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano. La solicitud contempla o están presentando la perforación y terminación de cuatro pozos que van a ser tipo direccionales “J” y la instalación de una estructura ligera marina, además del tendido de un ducto y lo que sería todo el abandono del campo. Eso es lo que están presentando. A través de este plan, ellos planean recuperar 18.8 millones de barriles de aceite que sería condensado y en gas tendrían 114.37 miles de millones de pies cúbicos que corresponden, como se dijo, a la reserva 2P con un costo total asociado a 601.82 millones de dólares y en inversión traerían 401 millones de dólares.

Como se comentó, este plan va por la reserva 2P y aquí podemos ver que el volumen original en cuanto al condensado fueron 45.50 millones de barriles. Para el caso del gas tenemos 216.20 miles de millones de pies cúbicos y el volumen asociado a la recuperación del plan, que es la reserva 2P para lo que sería el condensado, tiene 19.8 millones de barriles y en gas tendríamos 114.37 miles de millones de pies cúbicos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En cuanto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos en lo referente a la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, el operador nos está presentando tres alternativas de desarrollo. De estas tres alternativas de desarrollo, como se puede ver en pantalla, la principal diferencia que tenemos en estas alternativas se refiere al número de pozos a desarrollar, donde la alternativa 1 considera tres pozos, la alternativa 2, cuatro pozos y la alternativa 3, cinco pozos. También vamos a ver que tiene diferencias en cuanto a lo que serían las reparaciones menores que se van a estar llevando a cabo en cada uno de estos pozos. Y de acuerdo a los pronósticos de producción que nos presentan para cada alternativa, vemos que la alternativa 1 tiene un menor volumen en recuperación de aceite y de gas y las alternativas 2 y 3 tienen prácticamente la misma recuperación en lo que sería el aceite y una ligera diferencia en lo que sería el gas.

Podemos ver que la alternativa ganadora tiene 113 millones de dólares en gasto de operación, en inversiones tiene 401 millones de dólares. Las tres alternativas estarían utilizando el concepto de otros egresos por 86.8 millones de dólares. Y la alternativa ganadora presenta unos indicadores económicos en cuanto al VPN primeramente de 956 millones de dólares, después de impuestos tenemos que baja a 226.9, un VPI de 327 millones de dólares, una relación VPN/VPI antes de impuestos de 2.92 y después de impuestos esta misma relación nos da de 0.69. En la parte derecha podemos observar cómo se van a estar extrayendo estas reservas de acuerdo a cada una de las alternativas tanto en aceite como en gas.

Aquí tenemos en esta lámina cómo sería el cronograma de actividades. Este campo empezaría en 2019 con la instalación de la plataforma y posteriormente en 2020 tiene la perforación y la terminación de los pozos y el tendido de los ductos y posteriormente llegaría hasta el 2033 lo que sería la extracción y ahí se daría el taponamiento y el abandono de la infraestructura.

En el caso de esta Asignación, el Programa de Aprovechamiento de Gas pues no es aplicable porque estamos hablando de un yacimiento de gas y condensado que se considera como gas no asociado, entonces aquí pasamos al siguiente punto que sería los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Y aquí vamos a ver cómo se va a estar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

moviendo la producción del campo Koban. Primeramente, tendríamos la plataforma Koban, que es donde se van a perforar los pozos. Posteriormente, vemos que se va a construir el ducto que es de 20" que es de 18 km y se va a conectar hacia la plataforma Tsimin-A. Y posteriormente toda la producción, ya incluyendo todas las demás corrientes que se integran en Tsimin-A, pasarían al Centro Procesador Litoral, donde vamos a tener mediciones de referencia y posteriormente pasa a lo que sería el Centro Procesador Pol-A.

Pasaría después a lo que sería el Centro de Proceso Abkatun-D, posteriormente Abkatun-A y después finalmente llegaría a la plataforma de proceso de Akal-J, donde vamos a tener también una medición de referencia antes de salir a los dos puntos de entrega que tienen en esta plataforma, que uno sería hacia lo que sería el barco Yúum-K'aak-Náab, que es donde se realizaría medición fiscal y en otro caso también saldría hacia la Terminal Marítima de Cayo Arcas, donde también se tendría la medición fiscal. Ellos lo que también plantean es que en el Centro Procesador Litoral A por cualquier contingencia que haya en esta salida de la producción tienen una flexibilidad operativa donde directamente podrían fluir hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas, teniendo ahí una medición también fiscal. Y posteriormente pasarían a lo que es el Centro Comercializador Palomas la corriente del aceite y las dos corrientes de gas estarían saliendo hacia el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex y de Cactus. Así es como se estaría moviendo la producción y se estarían llevando a cabo las diferentes mediciones para las corrientes de gas y de aceite.

Aquí podemos ver lo que sería el Programa de Inversiones. Vemos que en cuanto al total de lo que sería el Programa de Inversiones y erogaciones del proyecto tenemos que es de 514.97 millones de dólares. Estarían ellos considerando otros egresos por 86.86 millones de dólares para el manejo de su producción en las instalaciones fuera de la Asignación y el costo total del plan serían 601 millones de dólares. En la parte de la derecha podemos ver que las erogaciones que se tienen programadas para lo que sería el desarrollo sería el 77.48%, para la etapa de producción 13.14% y el abandono les estaría consumiendo 9.38% del proyecto, de los montos del proyecto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí vemos los resultados de la evaluación económica que se lleva a cabo con las premisas de la Comisión. Vemos que la producción del condensado y lo que sería la producción de aceite son los mismos volúmenes que se consideraron para la evaluación del operador. Tenemos ahí los precios de 66.84 promedio para lo que sería el condensado, de dólares por barril. El precio del gas sería de 3.03 dólares por millón de BTU, la tasa de descuento del 10% y un tipo de cambio de 20.5. Aquí lo que podemos observar es que en VPN antes de impuesto el operador tendría 751 millones de dólares, una tasa interna de retorno del 104%, un VPI de 312.63 millones de dólares y un VPN/VPI de 2.40. Para el caso después de impuestos bajaría el VPN a 63.65 millones de dólares, la tasa interna de retorno en 22%. El VPI sería el mismo, 312.63 millones de dólares, y la relación entre el VPN y VPI quedaría de 0.20.

Aquí tenemos algunas recomendaciones en cuanto a lo que sería la vida del plan y una de ellas es la evaluación técnica y económica de la implantación de tecnologías para eliminar el condensado en el fondo de los pozos, que es común que se presente este fenómeno cuando se empieza a explotar el campo y que es de gas y condensado. También se recomienda que se haga una toma de información conforme se vaya desarrollando el campo, actualizar el modelo estático y dinámico, porque ahí se tienen identificadas algunas heterogeneidades que pudieran hacer variar las dimensiones de la estructura. Y también lo que se identificó o está presentando el operador es que tienen indicios de que pudiera haber alguna comunicación hidráulica con el campo Tizón, que es un campo que ya se encuentra en extracción que está cercano a Koban y que pudiera haber alguna comunicación hidráulica entre el acuífero que soporta los dos yacimientos.

Entonces se recomienda que, conforme se tome información, se estudie estas situaciones. Igualmente ir actualizando lo que es la cromatografía y lo que son los análisis PVT del campo, porque es un campo de gas y condensado. Debemos de tener bien caracterizado cómo se nos va a comportar la relación entre lo que se produce de gas y se produce de líquidos a lo largo de la extracción del campo. Y, por último, como se vio también, el campo se va a conectar a muchísima infraestructura ya existente de PEP. Entonces lo que se busca o se recomienda es que se busquen áreas de oportunidad para poder mejorar la sinergia y de alguna



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

manera tratar de optimizar los costos para el manejo de la producción de este nuevo campo que se incorpora a la infraestructura existente.

Toda la revisión que se hizo, se hizo de acuerdo a la normatividad aplicable, lo que sería la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de los Lineamientos de Planes de la CNH, el cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y en este caso pusimos también las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas, aunque, como se mencionó, es un yacimiento de gas no asociado que no requiere de meta de aprovechamiento.

Derivado de toda esta revisión y de los resultados que obtuvimos es que se propone el dictamen técnico en sentido favorable del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (campo Koban), presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o requiera de alguna modificación.

Esta lámina es la que estamos presentando ya cuando terminamos todo lo que es la presentación de estos campos prioritarios. Estaríamos entrando con lo que es el campo Koban, que es el campo décimo quinto que se está presentando. Acumula 109 pozos ya y una inversión acumulada de 7,442 millones de dólares. Y lo que se estaría esperando con todos estos campos en su pico máximo de producción es que tendríamos alrededor de 850 millones de pies cúbicos diarios en gas y en aceite estaríamos llegando alrededor de los 270,000 barriles diarios. Esto es lo que traemos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro. Comisionados, ¿algún comentario? Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La página 13. No, no es esa, donde presentan el Programa de Inversiones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es esa, la 17.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, es que aquí en la mía dice 13. A ver, tienen ustedes las inversiones y tienen ustedes los gastos y otros egresos. Entonces tienen ustedes que el Programa de Inversiones y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que yo pediría que pusieran “inversiones y gastos”, no nos vamos a confundir como la vez pasada.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, y erogaciones.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entonces está correcto. Cuando ustedes ven en alternativa de desarrollo es tres páginas antes. Según yo es la 8. Alternativas de desarrollo, perfecto. Muy bien. Si sumamos 113 más 401 más 86 da efectivamente los 601.82. Entonces hay una total congruencia entre la alternativa 2 y lo que se presenta en el Plan de Inversiones. A mí lo que no me queda claro nomás cuando ustedes calculan el valor presente neto de las inversiones, que es la columna tercera de abajo para arriba, tienen 327.65. Entonces ahí cuando ustedes están deflactando, porque obviamente las inversiones están en el tiempo, son valores presentes y este es un valor a tiempo cero, en VPI (valor presente de las inversiones) están tomando los 600. ¿No?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- No doctor, le comentamos. En el Programa de Inversiones traemos tanto las inversiones como el OPEX. El Programa de Inversiones presenta el costo que va asociado justo al proyecto y trae las dos. Trae CAPEX y OPEX, digámoslo así. Cuando sacamos el valor presente de la inversión, lo hacemos solamente sobre el CAPEX, sobre inversión.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK. Entonces, digo, para mí es un poquito difícil. Yo tengo un valor presente neto, que es lo que me produjo este campo. Pero yo para poder haber logrado estas digamos ingresos tuve que haber gastado no solamente el CAPEX, sino también el OPEX y también todo lo demás. Entonces yo no sé si sería – ¿cuál será la palabra? – más claro si en el VPI se tomara en cuenta los 600 millones, que fue todo el dinero que yo tuve que haberle metido a este campo. O sea, que lo que ustedes llamaron acá total del Plan de Desarrollo. Eso fue lo que realmente Pemex va a invertir para poder calcular efectivamente VPN entre VPI. Cuánto recibo yo, cuánto tengo como ingresos contra cuánto tuve yo que haber pagado. Entonces una propuesta para que la analicen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí doctor, muchas gracias.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La otra cosa es en la siguiente donde dice “premisas y resultados”, que es la que sigue de la anterior. La 20. Ah, OK. En la 20 el valor presente neto tiene ahí 751.62 y en las alternativas de desarrollo el valor presente neto es 956. ¿Entonces es diferente porque las premisas de CNH son diferentes a las premisas de Pemex? Entonces no sé si valdría la pena poner alguna anotación, “Evaluación Económica CNH” para diferenciarlo o que no necesariamente es igual a lo que presentó, en este caso, el asignatario. Porque sino el VPN es diferente y por lo tanto la TIR va a ser diferente y el VPI va a ser diferente, etc. Entonces uno es lo que se presentó y otra es lo que CNH validó y decir en mi información, mi mejor información, yo tengo esto. No están tan diferentes, ni cambia la decisión, sencillamente para no usar digamos el mismo acrónimo de VPN para dos cosas que son diferentes. Uno es lo que presentó el asignatario y otro es lo que generó CNH con su mejor información. ¿Sí?

DIRECTORA GENERAL ADJUNTA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí doctor, con todo gusto. Perdón, nada más quería comentar doctor. De todas maneras, nosotros si recordamos todas las alternativas las evaluamos con nuestras premisas y lo que checamos es que tengan el mismo sentido, aunque no el mismo valor que ellos. Gracias doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK. Yo creo que es muy valioso también decir, mira, esto es lo que me presentó el asignatario. Yo lo chequé con mi información, con mis bases de datos y me da un poco diferente, pero no cambia la decisión. O sea, no contradice porque aquí tienen ustedes VPN/VPI de 240 y acá de 292. Pues los dos son positivos, los dos son más o menos de la misma magnitud y no hay gran diferencia entre los dos. ¿Verdad? Pero sí hace ruido el no tomar en cuenta todo lo que se gastó, porque siempre tenemos la problemática de inversión y desgraciadamente inversión tiene muchas digamos vertientes. Pero realmente es cuánto gasté y cuánto saqué, así tan sencillo como eso.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias doctor.
Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Este es otro yacimiento de gas y condensado de los muchos que hemos estado revisando últimamente. Y para hacer la pregunta, creo que primero hay que plantear alguna base de la operación de este tipo de yacimientos. En el yacimiento es gas, no hay hidrocarburos, no hay hidrocarburos líquidos. En la medida que va bajando la presión, se liberan esos condensados y llegan a la superficie como gas y condensado desde el inicio de la producción. Entonces desde el inicio de la producción hay gas y condensado en superficie, pero solamente hay gas en el fondo o en el yacimiento.

La presión de rocío nos dice el momento en el cual se empiezan a formar hidrocarburos líquidos en el yacimiento y la presión inicial es 609-610 kilos y la presión de rocío es 386 kilos. Lo que se observa de las gráficas es que el acuífero que tiene este campo no es potente porque cae la presión por debajo de la presión de rocío. Y además también se comentó que posiblemente esté conectado hidráulicamente con otro yacimiento que es Tizón. Entonces quiere decir que el empuje hidráulico pues va a ser todavía disminuido y, en la medida que se va produciendo, hay que tener mucho cuidado. El reto de estos yacimientos es evitar que caigan abajo de la presión de rocío porque los condensados que son muy valiosos para la rentabilidad del proyecto se van a quedar atrapados en el yacimiento. Entonces en una de las recomendaciones se planteaba algo que les pusieron. El maestro Francisco Castellanos nos dijo este es el tema de anillo de condensados en los pozos y que había que investigar tecnologías, etc.

Pero está bien o es muy fácil determinar cuándo se van a convertir esos anillos en realidad y eso va a ser cierto cuando la presión de fondo esté por debajo de la presión de rocío. Y entonces dentro de todo el desarrollo nos presentan gastos críticos, pero para el agua. ¿Sí? Esos gastos críticos al agua son los gastos que no debe sobrepasar el operador porque se va a traer el agua. Pero atraer el agua es bien difícil en un tipo de yacimiento de gas porque la movilidad del gas es mucho mayor que la del agua. Y entonces pues lo que se puede observar por ahí en las gráficas es que los gastos críticos de agua quedan muy por arriba de lo que se va a producir.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero no se manejan los gastos críticos para producir los pozos, de tal forma que no se formen esos anillos de condensado, que finalmente lo que generan es un daño y hay una caída de producción por la caída de presión que se da en ese sentido.

Entonces una de las cosas que creo que hay que plantear es que se debe de evitar en la medida de lo posible. Claro, en la medida que se va produciendo pues las presiones de fondo van bajando y va a llegar un momento en que van a tener que hacerlo con una presión de fondo fluyendo abajo de la presión de rocío. Pero en la medida de lo posible no abrirlos a todo lo que da, porque entonces si bajamos las condiciones del fondo fluyendo abajo de la presión de rocío vamos a generar un daño, un daño alrededor de los pozos. Porque además ya que se condensa, no se vuelve otra vez a vaporizar.

Pero el otro tema importante es el buscar el cómo no llegar a esa presión de rocío y generalmente lo que se hace es recircular el gas para mantener la presión, quitar los condensados. La otra podría ser inyectar agua y eso no está aquí todavía plasmado y no está plasmado porque hay que conocer el yacimiento. Entonces creo que una de nuestras conclusiones es que tenemos que darle un seguimiento junto con el operador para más adelante poder llegar a determinar si es factible el poder incluir algún procedimiento de recuperación secundaria posiblemente. Va a ser secundaria, no creo que llegue a ser mejorada, pero bueno, lo que fuera a darse.

Y tengo duda acerca, esto sí ya es una pregunta, todos fueron comentarios, ahora viene la pregunta. Creo que el espesor es muy poquito, muy pequeñito porque se agota muy rápido. ¿Cuánto es el espesor? Y esto lo pregunto por el tipo de terminaciones. Aunque realmente es bien difícil conificar el agua, pues la situación de la caída de presión depende del área de flujo. Entonces no sé cuál sea el espesor, pero la pregunta es: ¿si el espesor es pequeño, por qué no han pensado en pozos horizontales?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, estábamos revisando el dato del espesor. Son 72 metros netos los que tiene el yacimiento. Para ser yacimiento del Jurásico Superior, pues está muy pequeño.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es muy chiquito.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Generalmente tenemos espesores muchos más amplios.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y este asunto de los pozos horizontales para que la caída de presión sea mínima de tal forma que evitemos los anillos de condensado, ¿no fue considerado aquí dentro del plan?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- De los que nos presentaron, son los pozos tipo "J". No recuerdo haber revisado pozos tipo horizontales. Lo que pasa es que subiría muchísimo también el costo del pozo respecto a los pozos tipo "J". Y lo que estamos revisando es que sí de alguna manera, y así lo recomendamos, se tiene que ir cuidando la caída de presión para que no tengamos rápidamente estos anillos de condensado o buscar alguna tecnología que nos permita producirlo a ritmos que permitan que el proyecto sea viable. Y si estos condensados se nos presentan en el pozo, pues tratar de irlos mitigando. ¿No? Porque, como lo comenta, pues es de lo que más valor tiene el Estado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero el problema no es que se presente en el pozo, el problema es que se presenten dentro del yacimiento.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es la otra parte a la que iba. Y por eso lo que pusimos nosotros ahí como recomendación una es actualizar el modelo dinámico, que es el que nos va a permitir ir viendo cómo van a fluir estos condensados en caso de que se presenten y cómo va a ser la caída de presión a lo largo de la vida del yacimiento. La situación que tenemos aquí, igual que en otras ocasiones, la recomendación franca de la recuperación adicional, en este caso secundaria. Yo creo que la están poniendo ellos y la ponemos nosotros en el sentido de que primero hay que conocer más el yacimiento y en función de eso poder hacer una evaluación técnica-económica porque, si bien el proyecto es positivo, si nosotros empezamos a considerar plataformas adicionales, ductos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adicionales, equipamiento adicional para el mantenimiento de la producción, probablemente en el balance ya no sería tan rentable. Incluso podríamos llegar a tener indicadores negativos.

Entonces ahorita en esta etapa primaria es la que se está presentando con la información que tienen ellos de cómo se comporta el campo y sus fluidos y posteriormente cuando se tenga mayor información pues sí debemos de tratar de que el yacimiento, en la medida de lo posible, no caiga abajo de la presión de rocío. ¿No? Pero a lo mejor el intento de no dejar que caiga abajo de la de rocío nos es más costoso. Es esa situación. Y el grado de madurez del proyecto, pues es un proyecto que viene de una etapa exploratoria, entonces en la medida que vayamos perforando pozos y mejoremos los modelos, yo creo que sí se podría ya de alguna manera analizar la factibilidad con más certeza.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso es tan importante esta parte de la supervisión y dar seguimiento a las modificaciones de este plan de tal forma que se maximice el valor. Ya nada más para terminar, quisiera que pusieran la lámina del operador en donde hablan de las tres alternativas. Y el objetivo de que la pongan es porque quiero hablar del contenido nacional. No voy a preguntar nada de lo que van a invertir en el proyecto. Pero miren, el valor presente neto después de impuestos según Pemex son 227 millones de dólares. 227 millones de dólares es un gran negocio. El negocio del petróleo, el negocio de la extracción, de la exploración y la extracción de petróleo es muy bueno. Se van a invertir 956 millones y se van a obtener 227 millones de dólares como operador para el operador Pemex. Pero vean qué pasa con los gastos de operación y las inversiones y otros egresos. Eso la suma más o menos da como 600 millones de dólares.

Todos los que se dedican a eso, los que desarrollan equipos de perforación, que dan los materiales, que ponen los recursos, pues yo me imagino que pueden obtener hasta un 40% de ganancia de lo que invierten como negocio. Entonces si fuera el 40%, eso sería del orden de 240 millones de dólares. O sea, eso quiere decir que sí es un buen negocio sacar petróleo, pero también es muy bien negocio darle servicios a las empresas operadoras. Entonces el contenido nacional juega un papel muy importante. Si esto no se incrementa, esos 240 millones de dólares o más



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

posiblemente no reditúan en un beneficio para el país, porque finalmente los hidrocarburos pues tienen que usarse, como en todos los países, para potenciar el valor que pueden darle al desarrollo del país. Entonces este es un ejemplo más y así cualquier ejemplo que tomemos nos vamos a dar cuenta que las inversiones y los gastos de operación son bastante importantes y las ganancias que se obtienen de eso son muy relevantes y que finalmente pueden afectar muy positivamente las finanzas del país. Entonces bueno, estos campos de Pemex ojalá y pudieran desarrollarse de tal forma que se maximicen el contenido nacional, que utilicen sus equipos de perforación, que utilicen materiales y recursos humanos en la medida de lo posible pues de origen mexicano.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias doctor. No sé si haya algún otro comentario. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que lo que se ve también aquí también es el valor presente neto antes y después de impuestos. O sea, hay una diferencia de 730 millones de dólares. Entonces el asignatario Pemex pues va a tener su utilidad, pero el Estado Mexicano va a tener cuatro veces esa utilidad. O sea, la tasa impositiva es 75% de acuerdo a los números que nos están presentando. Entonces es una tasa impositiva bastante elevada. Perdón, perdóname. Perdón. Y yo creo que eso es también una cosa que tenemos nosotros que ver. O sea, de los 956 millones que es el valor presente neto, cómo se distribuyen. ¿Qué se distribuye a las inversiones? 226. ¿A los impuestos? 730. Y lo que le va a quedar al asignatario pues es esa diferencia. Entonces en realidad como que necesitamos ponerle también números a cómo se distribuye eso. Porque en realidad lo que entra a la empresa son los 956 millones, el valor presente neto del proyecto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto. ¿Algún otro comentario? Yo tengo un comentario. Nos vamos a la lámina 5. Lo que van a obtener, según nos comentó el maestro Castellanos, es la reserva 2P. ¿La reserva 2P comparada con la reserva 3P es la misma?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En este caso por las características del yacimiento que no tiene más arenas o más bloques, la 2P es igual a la 3P. O sea, nada más.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. O sea, según lo que vemos en la configuración, yo casi estoy segura que el Koban-DL, aunque dice ahí que fue productor, sí trajo agua. ¿No? O sea, yo creo que este salió invadido, o sea, este, el Koban-1DL. O sea, en realidad pues no puedo hacerlo, pero el Koban-1DL que está ahí – o bueno, si alguien lo maneja – salió invadido.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- El Koban-1DL fue un pozo exitoso y confirmó la presencia de la formación y todo, pero cuando reportan los resultados de la prueba de producción le ponen ellos que no fue, digamos, no fue concluyente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿no fue concluyente por? Porque tenía contenido de agua, supongo.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Yo creo que sí. Seguramente por ahí...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. O sea, este se ve claramente. O sea, si uno ve la configuración.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Aquí está.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo creo que el yacimiento es donde se va a desarrollar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En realidad creo que todo el resto ya no es yacimiento, sino que... Y para mí, o sea, por eso mi pregunta si la reserva 3P y la 2P es la misma.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es la misma.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, quiere decir que todo donde está en Koban-1DL sería que ya no es yacimiento.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Aquí lo podemos ver en la configuración y lo que sería su información del modelo estático. Sirvió para que efectivamente doctora les confirmara dónde estaba el contacto agua-aceite. Y como lo comentó el doctor, pues en la zona donde está el Koban-1DL se estimó que el espesor neto eran 72 metros y, como lo comenta, viene bajando la formación, aquí lo vemos, y se reduce ya muchísimo ese espesor neto. Entonces seguramente ponen ellos que no fue concluyente, pero seguramente al ponerlo a producir rápidamente ha de haber estado aportando agua por lo limitado ya del espesor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, mi punto es – y solamente confirmar – porque en dado caso que fuera contrario yo diría y por qué no se fueron hacia la parte sur del yacimiento. Y, o sea, mi punto de vista es de que al ver la configuración tal cual es de que el Koban-1DL resultó invadido y al momento de resultar invadido pues se les va únicamente a lo que es un poquito la cima del yacimiento y es lo que van a desarrollar, lo que quiere decir que el yacimiento todavía es más pequeño.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, seguramente por esta parte de aquí porque no vamos por la misma forma y la ubicación que tiene el 1DL y la reducción que estamos viendo respecto al contacto agua-aceite y cómo viene bajando la formación, vemos que el espesor se va reduciendo. Entonces efectivamente el desarrollo está enfocado a la parte alta del yacimiento y por eso no ponen ningún pozo hacia acá porque seguramente tiene alto riesgo de que rápidamente empiece a producir agua por lo limitado del espesor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Era nada más comentario. Si, doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Otra pregunta aquí a Julio o a Francisco. Cuando nosotros decimos que tienen reservas 2P, es una foto de lo que está ahorita y por lo tanto tienen un nivel de incertidumbre todavía muy grande. Entonces a medida que va progresando el proceso de extracción, cada vez tenemos más información y cada vez - ¿cómo ponerlo? - se produce un fenómeno donde los 3P se van a convertir en 2P, etc. Entonces mi pregunta es qué tan buen es el estimado de 2P con respecto al volumen total que va a poder ser extraído. Entonces eso es como no lo sabemos ahorita, pero tenemos las historias de otros pozos. Si nosotros viéramos lo que era 2P original contra el total que se extrajo, ¿qué tan buen indicador es 2P?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo vamos a corroborar doctor porque sí, estos campos incluso hacia donde van a fluir es hacia Tsimin y Tsimin es un yacimiento también de gas y condensado. Vecino también está Xux. Vamos a revisar ahí qué tan bueno ha sido el éxito en el desarrollo de la 2P. También regresando a las recomendaciones, por eso le ponemos que conforme se avance en el desarrollo del campo, ahí vamos a ir obteniendo información que nos va a ir permitiendo, como lo comenta, ir reclasificando de la 2P a la 1P y ese indicador es el que vamos a buscar, que qué tan importante ha sido el resultado que tiene PEP en la reclasificación de 2P a 1P. Y es importante también comentar nuevamente que estos son campos que vienen de la etapa exploratoria, entonces de alguna u otra manera pues no tenemos un antecedente de cómo se ha comportado la reclasificación de las reservas con el desarrollo. En el caso de los que ya están en desarrollo, no sería en cierto momento muy comparable. Sería cuando recién empezaron también a desarrollar ver qué éxito tuvieron. Pero ahorita, como ya están avanzados los demás en su desarrollo, han venido reclasificando. Pero sí, en la medida de lo posible vamos a sacar el indicador.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si, solamente nada más para complementar. Por ejemplo, tenemos en los planes respecto a los factores de recuperación final esperado de lo que sería Tsimin y Xux, están alrededor Tsimin del 46% para condensados y 51% para gas y para Xux sería 50% en condensados y 55% en cuestión de lo que es el gas. Entonces nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

daría una relación en cuestión de la volumetría inicial que se tendría. Ya tendríamos que ver cuáles los procesos que se dio la recategorización de reservas, sobre todo por actividad o por información adicional de yacimiento.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- OK, gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tenía otra pregunta, pero me gustó mucho la pregunta del doctor Moreira. ¿Cuál es la certidumbre que tenemos respecto al cálculo de las reservas? Y las reservas, y lo dijeron ya implícitamente, la contestación fue muy buena también en el sentido de que tenemos ahora lo que se llama la caracterización estática. Eso es lo que fundamentalmente nos está dando una definición de cuántos hidrocarburos hay ahí y cuánto vamos a poder sacar. Y con base en la experiencia de otros yacimientos, se puede plantear una reserva, pero la reserva que realmente tiene mucho mayor certidumbre es la que viene de los cálculos de la producción de los hidrocarburos en el tiempo en el yacimiento. Empezamos con el balance de materia, con las curvas de declinación, hasta llegar a la simulación numérica de yacimientos. Y eso pues todavía no se da, porque estamos, como dijo el maestro Francisco Castellanos, estamos pasando de la etapa de exploración a la etapa de desarrollo. Entonces cada vez vamos a tener más definición de esto. Pero yo lo que iba a preguntar era qué significaban los colores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El espesor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Lo que está ahí planteado, la doctora ya contestó, es el espesor neto, porque le pusieron colores y entonces alguien al ver el mapita dice, "ah, pues mira, arriba hay aceite, después y hay como gas y eso verde debe ser como condensado y lo azul debe ser agua". ¿No? Entonces está en la parte de agua algún pozo. Pero tenemos acá la otra gráfica en donde está el contacto agua-aceite y ese contacto agua-aceite de alguna forma está definido por los registros geofísicos de los pozos que ya se perforaron. Y lo que dijo el maestro Castellanos es que en Koban-1DL se ve que es muy delgadito el espesor, pero no se alcanza a ver cuánto es. Y hablábamos de 300 metros, no, ¿de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cuánto sería el espesor acá del Koban? Para saber realmente si el yacimiento está hasta allá o no está hasta allá.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si me permiten, ahí lo que tenemos en pantalla es la relación de *net to gross*, entonces lo que estamos viendo ahí son alrededor de entre 2 a 24 metros por los colores que tenemos azules. Entonces estamos en esta parte, estaríamos esperando en esa relación entre 2 a 24 metros cuando más, ya de la relación *net to gross*.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El yacimiento puede llegar hasta un poquito más hacia el este de Koban, pero realmente no conviene perforar pozos ahí. Y también ya lo contestó el maestro Castellanos, pero creo que era importante enfatizar. Porque se van a depresionar, digo, se van a acabar muy rápido el gas y van a quedar como productores de agua. ¿Verdad? Que podrían ser inyectores a lo mejor en una posibilidad. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón que insista. Ahorita me están mandando los resultados de los pozos. O sea, este pozo fue, comprobó hidrocarburos en el Cretácico y en el Jurásico. El resultado fue invadido por agua salada, o sea, tal cual. Entonces, o sea, yo insisto por los volúmenes precisamente. O sea, si el volumen original está considerado tal cual lo que es todo el yacimiento, quizá el factor de recuperación vaya a ser menor. ¿No? Pero posiblemente, o sea, estoy diciendo y esto queda grabado y después veremos si tengo o no la razón, dentro de un tiempo el volumen original que no debería de cambiar, el volumen original es lo que se tiene en sitio. Si se reduce el volumen original, pues va a aumentar el factor de recuperación. ¿No? Entonces como que el volumen original debería de estar ahora sí que estático y lo que puedan producir, lo que puedan manejar pues estará ahora sí que subiendo o bajando un factor de recuperación. Para mí sí es importante comprobar bien si el Koban-1DL fue invadido o no, porque si fue invadido la verdad el volumen original es menor. Por lo tanto, podría considerarse que el yacimiento es más pequeño y después, cuando produzcan los pozos, que así lo deseamos, el factor de recuperación pueda ser menor. Lo que no se vale es de que después de un tiempo el volumen original, o sea, estoy hablando, lo hagan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

más chiquito. Y pues sí, con la producción pues va a salir mayor factor de recuperación.

O sea, digo, mi punto es nada más como para dejarlo para la posteridad en cuestiones de los tamaños de los yacimientos. O sea, si ponemos un yacimiento grandote y vamos a producir poco, el factor de recuperación quizá va a ser bajo. Pero si tenemos un yacimiento pequeño que no está mal, sí se va a producir y yo voy a producir lo de ese yacimiento pequeño, quizá va a ser alto. ¿No? O sea, simplemente yo en este considero que está, si el volumen original está hasta donde lo tienen marcado, para mí – así sin ver muchos datos más – está sobreestimado. Pero bueno. Si, ingeniero Paredes.

SUBDIRECTOR EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO DAVID ALBERTO PAREDES GASPAS.- Buenos días Comisionada. Si, nada más para agregar que, como ya lo comenta bien, el pozo Koban-1DL (delimitador) comprobó que pues la calidad de la roca, la potencia del espesor disminuye hacia la parte sureste del campo. Entonces en el informe de evaluación que presentó el operador ya se consideran todas estas observaciones. Por eso el objetivo de que los pozos de desarrollo sean hacia la parte norte de la estructura. Y como lo comenta, o sea, es indispensable reiterar que el desarrollo del campo nos va a permitir la adquisición de datos que permitan el incremento de la certidumbre en cuanto al cálculo de las reservas. En este caso pues la reserva 2P es igual a la reserva 3P.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El volumen original, en este caso nosotros le llamamos "G" en la parte de petróleo y hasta hoy lo que se tiene en este yacimiento es una determinación estática que tiene que ver con la sísmica, con la determinación del contacto agua-aceite, etc., etc. Pero esto supone que todo ese estrato está comunicado hidráulicamente y que además no hay intercalaciones ahí de arcillas ni nada más. Entonces puede suceder que más adelante con la producción, que también nos da otro valor de G. El balance de materia nos va a dar otro valor de G que puede ser diferente al valor de la caracterización estática, pero que es más exacto porque finalmente lo que ve o lo que resulta es la conexión hidráulica de todos los hidrocarburos que se pueden extraer. Claro, se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

puede hacer la situación de que le cambio el volumen original para que se vea que hay más factor de recuperación y eso es lo que dice la doctora, eso es lo que no se debe de hacer. Pero lo que sí puede suceder es que el volumen cambie y no sería algo extraño. ¿Cuál es el bueno? Seguramente si nos ponen aquí a platicar los geólogos, geofísicos contra los petroleros, dice, “no, los que cada quien determine”. ¿Verdad? Sin decir quién.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo diría que lo que se ve integralmente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La parte dinámica, que finalmente es la que nos dice cómo varía la presión y la producción y que finalmente “observa” los volúmenes de hidrocarburos que están conectados hidráulicamente y es lo que utilizamos en los simuladores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ya nada más para concluir. Iba yo a ese comentario que la estimación que tenemos ahorita está más enfocada a la información estática, pero conforme lo vayamos nosotros desarrollando y lo pongamos a producir, tenemos efectivamente – como lo dice el doctor – información ya dinámica que nos va a estar diciendo cómo se mueven los fluidos dentro del yacimiento y a veces o generalmente lo que tenemos dinámico y estático no son idénticos, pero se tienen que asemejar. ¿No? Y para la recuperación también tenemos que ver cómo se está comportando la relación producción/presión, que también nos puede ayudar a estimar mejor el factor de recuperación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK. Si tienen algún otro comentario. Sí.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El comentario que estaba haciendo aquí al doctor es el siguiente. Para yo poder hacer mis curvas de producción predichas y poder hacer análisis financieros y todo esto, yo tengo que tener un modelo dinámico de producción. Entonces la pregunta es si ya tenemos en este momento del tiempo suficiente información para



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el modelo dinámico, porque sino tenemos una aproximación nada más, una aproximación no sé qué tan buena.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Era la pregunta que yo le estaba haciendo aquí al doctor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí se tiene un modelo, incluso se tiene un modelo de balance de materia, pero es con los datos actuales de la caracterización que se tiene, los datos de las pruebas de producción y algunos datos del comportamiento de los yacimientos análogos que se toman. En este caso debe de estar el campo Tsimin. Entonces con esa información es con la que complementamos el modelo estático que puede tener en este momento. Digo, dinámico, perdón.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. A ver, en ese sentido de la pregunta que acaba de hacer el Comisionado Moreira y con relación a los comentarios de la doctora Alma América. Hay una gráfica que es una síntesis de los distintos Planes de Desarrollo que hemos ido aprobando al asignatario y ponemos ahí algunos pronósticos de producción. Los dividimos incluso por tipo de hidrocarburo. Eso está, ese pronóstico que sería muy útil ponerlo en pantalla. Ese pronóstico de los ahora 15 campos, con este que seguramente habremos de aprobar el día de hoy, es un pronóstico que tiene como antecedente o como base la información de Pemex. ¿Es la información que nosotros validamos? ¿Cuál sería la conclusión de este tema? Que me parece, por los comentarios – insisto – que ha hecho la doctora y la pregunta que hacía el Comisionado Moreira, me parece que es fundamental entender este tema. ¿No? ¿Cuál sería la respuesta a este planteamiento?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Si, la respuesta es que toda esta acumulada de pronósticos de producción de los 15 campos, como lo comenté también hace un momento, se hizo con los modelos actuales que tiene realizados el operador en base a la información que tomó. Esa



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

información nos la presenta a nosotros en lo que sería su solicitud de aprobación del plan y nosotros revisamos la consistencia del modelo estático, del modelo dinámico, de sus pronósticos de producción y en base a eso es que nosotros emitimos nuestra opinión, pero es con la información técnica que se tiene a este momento.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- O sea, es información de Pemex que nosotros validamos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien.

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

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

RESOLUCIÓN CNH.E.50.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban).

ACUERDO CNH.E.50.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X 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, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban).

II.2 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-0067-M-Campo Castarrical.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Roberto Gerardo Castro Galindo, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO CASTRO GALINDO.- Gracias. Buenos días Comisionada, Comisionados. A continuación, les presentaremos el análisis que se realizó para la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción del campo Castarrical. La siguiente.

En cuanto a la relación cronológica, la solicitud fue ingresada en abril del 2019. Posteriormente, se hicieron las prevenciones. El operador atendió la prevención en mayo y se declaró suficiencia de información en junio del 2019. Se contó con la opinión de Secretaría de Economía y ASEA respecto al contenido nacional y el Sistema de Administración de Riesgos respectivamente y hoy le estamos presentando esta evaluación realizada a la modificación. La siguiente por favor.

En cuanto al objetivo y alcance de la modificación al plan, para ponernos en contexto esta es un área terrestre que se encuentra dentro de un área



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

naturalmente protegida, áreas restringidas. Esta Asignación del campo Castarrical produce petróleo y gas en arenas de edad Mioceno Superior en formaciones de edad Concepción Superior. La modificación que está solicitando el operador consiste en 7 perforaciones, 24 reparaciones mayores, 280 reparaciones menores, así como la construcción de ductos y 37 taponamientos y actividad de abandono. A través de la modificación del plan se propone recuperar 13.7 millones de barriles de petróleo y 9.5 miles de millones de pies cúbicos de gas. El costo total asociado a este proyecto es de 247.3 millones de dólares. La siguiente por favor.

Estas son las generalidades de la Asignación. Tiene un área de 37.3 km². La porosidad promedio es de 23%. La presión inicial es de 325 kg/cm². La presión actual en promedio es de 90 kg/cm². La presión de saturación son 120 kg/cm². El aceite tiene una densidad de 33. El mecanismo de desplazamiento es expansión roca-fluido y gas en solución. La profundidad promedio son 2,800 metros verticales. Cuenta con 2 pozos productores, 28 cerrados, 42 taponados y tiene como campos vecinos a Tupilco y Tajón. La siguiente por favor

Esta es la historia de producción del campo, es un campo ya maduro. Inició su producción en 1967. Entre el 67 y el 73 hubo una campaña de perforación. Se perforaron aproximadamente 45 pozos. Se ve ahí la etapa de desarrollo y en el 73 se alcanzó el pico máximo de producción de 13,513 barriles por día. Posteriormente, la producción de aceite declina. Hubo un incremento en la producción de gas y de agua. Viene una etapa entre 1980 y 1983 de reparaciones mayores. Y actualmente, bueno, en el mes de julio se reporta una producción promedio de 184 barriles por día y 0.48 millones de pies cúbicos de gas. El campo tiene una producción acumulada de 43.7 millones de barriles de petróleo y 49.5 miles de millones de pies cúbicos de gas. El factor de recuperación actual es de 31.7% para el aceite y 24% para el gas. La siguiente por favor.

En cuanto al cumplimiento del artículo 44 con relación a la tecnología y el plan de producción, la siguiente por favor. Aquí hay que mencionar que el operador ha seguido realizando estudios y actualizaciones de sus modelos estáticos y geológicos, particularmente al modelo sedimentario y modelo geocelular. Con base en esas actualizaciones, identificó y presenta un incremento en las reservas entre el 2018 y el 2019. Como podemos ver, la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

reserva 2P incrementó en aceite de 3.2 a 13.7 y el gas de 3 a 9.5. Derivado de estos incrementos que identificó, solicitó esta modificación y pues con el correspondiente incremento en la actividad y la inversión para extraer estos volúmenes que ha identificado. En cuanto a las alternativas que presenta, son tres como lo pueden ver en pantalla. La alternativa 3 es básicamente una continuidad de lo que venía haciendo en ronda 0, donde tiene pendiente realizar tres perforaciones y reparaciones mayores. La alternativa 2 tiene como propuesta perforar nueve pozos, sin embargo, dos de esos pozos los está ubicando en una zona restringida, ambientalmente restringida como lo comenté al inicio. Entonces no es posible realizar esa actividad.

Por lo tanto, en la alternativa 1 propone perforar siete pozos. Son tres que tiene de ronda 0 más cuatro, 24 reparaciones mayores, para recuperar 13.7 millones de barriles, 9.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, con un gasto de operación de 42.9 millones de dólares. La inversión es de 199 millones de dólares, lo cual contempla una inversión estratégica y una inversión operacional. Los indicadores económicos pues favorecen a la alternativa 1. Como lo comenté, la alternativa 3 tiene y se puede ver en pantalla, tiene indicadores negativos. La 2 no es factible realizar por los temas ambientales y la 1 presenta indicadores VPN/VPI después de impuestos de 0.5. La siguiente por favor.

Este es el pronóstico de producción de aceite, de petróleo. Vemos iniciando este perfil del 2014 al 2018, que es el histórico. También vemos el perfil de la ronda 0, que es la línea azul, y el inicio de la modificación del plan propuesto. Esta modificación contempla recuperar 13.7 millones de barriles en el periodo 2019 a 2034, que es cuando finaliza la vigencia de esta Asignación. La siguiente por favor.

En cuanto al pronóstico del gas, la misma lógica iniciando entre el gasto histórico entre el 2014 y 2018. Vemos el perfil de ronda 0 en la producción de gas y el incremental que se ve por esta modificación que está solicitando. Acumularía 9.5 miles de millones de pies cúbicos de gas en el periodo 2019-2034. La siguiente.

Como comenté, el operador propone diversa actividad. Propone perforar 7 pozos, hacer 24 reparaciones mayores entre el 2019 y el 2024, diversas reparaciones menores que son limpiezas y estimulaciones, la construcción



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de dos ductos, así como taponamiento y abandono de los pozos y de la infraestructura. Se presenta aquí un comparativo de factor de recuperación entre el campo Castarrical y algunos campos tanto nacionales como internacionales, considerando las características que ustedes están viendo en pantalla. El factor de recuperación esperado es de 31.7% y se observa que se mantiene en el orden de los análogos que se identificaron como correlación para este campo Castarrical. En cuanto al Programa de Aprovechamiento de Gas, actualmente el operador está por encima del 98% de la meta, está alrededor del 99.27%. Según, de acuerdo con el pronóstico que nos está proporcionando, se mantendría por encima del 98% a lo largo de la vida productiva de este proyecto. La siguiente por favor.

En cuanto a los mecanismos de medición de producción de los hidrocarburos, la siguiente. Aquí les estoy mostrando la situación actual. La producción del campo Castarrical es enviada a la Batería de Separación Castarrical. Separado el aceite y el gas, el aceite viaja a Tupilco y posteriormente a la Planta Deshidratadora El Golpe. De ahí es enviada a la Terminal Marítima de Dos Bocas y posteriormente enviado al centro Palomas. El gas separado en Castarrical es enviado por compresión hasta la TMDB y posteriormente enviado a Cactus y a Nuevo Pemex. La siguiente.

La situación futura que están planteando para estos mecanismos de medición es que la producción de Castarrical llegando a la batería de separación, el aceite es enviado a Tupilco y posteriormente a la Batería de Separación Cárdenas. De ahí, sería enviado a deshidratadora en Cárdenas y posteriormente al centro Palomas. En cuanto al gas, de la Batería de Separación Castarrical viajaría por compresión hasta TMDB y ahí posteriormente sería enviado hasta Cactus y Nuevo Pemex. La siguiente por favor.

En cuanto al Programa de Inversiones y otros egresos, como podemos ver en pantalla, la actividad de producción es la que tiene mayor inversión. Son 75.69%, posteriormente desarrollo con 21.62% y finalmente abandono con 2.69%. El costo del proyecto, los gastos totales son de 247.13 y esto incluye otros egresos que son de 5.30 que se refieren a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación Castarrical. La siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Al interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos hicimos la evaluación económica que se está viendo en pantalla con las premisas y resultados que se están mostrando ahí. De los resultados podemos decir que se encuentran en el mismo sentido de lo presentado por Pemex en la alternativa 1 seleccionada. La siguiente por favor.

En cuanto a las recomendaciones, presentamos aquí o estamos mencionando que se deberían estudiar los métodos de recuperación que apliquen para las características del yacimiento. Ya en un primer tamizado que nos entregó el operador, identificó como la combustión in situ y los procesos *Huff and Puff* con CO₂ como los más adecuados para las características, pero va a tener o seguirá haciendo análisis de laboratorio y recopilando información para identificar un mejor sistema de recuperación adicional. En cuanto al abandono, pues se recomienda que se haga en los términos y condiciones de la Asignación, procurando las mejores prácticas de la industria. Y en la medida de lo posible, optimizar estos costos de abandono tanto de pozos como de la infraestructura. La siguiente.

Se revisó el cumplimiento respecto de la normativa aplicable a esta modificación tanto Ley de Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamientos de Planes, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural.

Finalmente, derivado del análisis que se presenta, se propone un dictamen técnico en sentido favorable respecto a la modificación para el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación. Gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Pudieran pasar a la página 5. Este es un campo que inicia operaciones en el 67. O sea, es un campo que tiene 50 años de operación, que es un campo donde ya tenemos toda la curva, todo lo que pasó en los últimos 50 años. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es un campo donde tenemos mucha información sobre el campo y cuando se les otorga la Asignación en el 2014 era prácticamente un campo marginal, o sea, ya con una producción muy baja. Sin embargo, si van ustedes a las reservas que están en la página 10, algo pasa en el 2018 porque en el 2019 hay un cambio fundamental en las reservas. Las reservas que se tenían en el 2018 de las 2P es 3.2 y de repente 13.7. Mi primera pregunta es por qué, por qué se hace, por qué sucede esto.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO CASTRO GALINDO.- Si podemos ir a la 7 por favor y esto me servirá para complementar lo que había comentado. Derivado de los estudios que siguieron haciendo, actualizaron sus modelos estáticos. Con ello identificaron zonas no drenadas y zonas de oportunidad. Con ello están ubicando los siete pozos que están presentando en la alternativa. Es decir, tres que ya tenían de su plan vigente y cuatro que están adicionando para extraer hidrocarburos de las arenas que están indicadas aquí en estos pozos y que ya han sido productoras en el campo, pero que han sido identificadas como zonas prospectivas para recuperar hidrocarburos. Entonces el volumen de las reservas se incrementa debido a estas actualizaciones de los modelos estáticos.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ahora, váyanse a la página 14. Si nosotros vemos la página 14 y vemos el plan que fue de la ronda 0, el azul, entonces y lo que sucedió que es lo verde oscuro, realmente no se parecen entre sí. Entonces realmente – ¿cómo llamarlo? – el pronóstico de producción que se hizo en el 2014 no se cumplió en lo que pasó. Entonces eso me lleva a mí la pregunta del tema anterior de qué tan bueno es una estimación, porque el 2014 ya tenían, de acuerdo con los datos que se tienen, un análisis de las reservas 2P. Sin embargo, la producción no se parece. Digo, una es 10 veces más grande que la otra. Luego viene el 2018 y hay un reanálisis de la reserva. Las reservas suben de 3 a 13 y ahora están presentando una modificación y un plan de producción sumamente digamos optimista, llamémoslo de una manera. O sea, que ojalá y se cumplan, porque ahora de repente están ustedes esto ya no es marginal. O sea, estamos pasando de 100 barriles al día a, pues no sé, 4,000 barriles al día. O sea, la relación del uno al otro es de 40. Entonces mi pregunta es:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

¿el cambio que se hace en el estimado de las reservas 2P justifica ese cambio de pasar de 100 barriles a 4,000 barriles?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO ROBERTO CASTRO GALINDO.-Sí lo justifica. Están, los pozos que van a perforar están dirigidos a una unidad de flujo que es la A-20, que es la más prospectiva y la que más ha dado producción. Y bueno, las reparaciones mayores también tienen buenos pronósticos, entonces las acumulaciones que esperan tanto de la arena 20, que es la que van a percibir con los pozos perforados como estas reparaciones, comprobarían y ayudarían a recuperar esta reserva que están proponiendo, que están visualizando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Complementando la observación que nos hace doctor. Del 2014 al 2018 fue la temporada en la que se dieron precios bajos de los hidrocarburos. Entonces lo que tuvo que hacer el operador es que tuvo que estar optimizando sus oportunidades que tenía de desarrollo. Entonces lo que vemos ahí es que de los pozos que traía comprometidos en la ronda 0 los tuvo que ir difiriendo. Entonces lo que comenta el ingeniero es que traían cuatro pozos, de los cuales solamente hicieron uno y los otros tres pozos los está poniendo para desarrollarlos ahora en este nuevo plan. Aunado a que como actualizaron su modelo estático, hicieron un nuevo estudio de facies y un nuevo estudio donde llegaron a un modelo geocelular. Eso les permitió identificar estas nuevas áreas que serían de desarrollo adicional. Lo que están haciendo ellos es que están poniendo los pronósticos de producción de estas nuevas áreas de acuerdo a lo que han estado produciendo los pozos que ya estuvieron desarrollados. Por eso es que llegan a estos volúmenes y se ve a lo mejor el incremento muy grande de pasar ahí de 1,000 barriles a los casi 4,000 barriles pero todo eso es en base a la información técnica del subsuelo y de la productividad que han tenido los pozos que ha tenido a lo largo de la vida productiva el campo.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Más o menos es un comentario similar al que se acaba de decir en el sentido de que por qué no se cumplen los planes. Y en azulito



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tenemos la ronda 0 y en verde oscuro tenemos lo que sucedió. Entonces el maestro Castellanos dice, bueno, es que el precio de los hidrocarburos. Yo creo que hay otras cosas adicionales además del precio de los hidrocarburos. Y me estaba recordando que en aquel tiempo cuando cayeron los precios hubo anuncios en el periódico de empresas petroleras que bajaron sus reservas porque ya no les era costeable el sacar los hidrocarburos.

Entonces bueno, aquí en el caso de Petróleos Mexicanos no se hicieron las actividades que estaban planteadas. ¿Y por qué no se hicieron? Bueno, pues parte es porque posiblemente bajó el precio, pero lo otro es que había oportunidades mejores en rentabilidad que estas y como están en competencia pues finalmente estas van relegándose. Si hubiera un operador único para este campo, pues hubiera buscado el hacer las actividades en la medida de que fuera rentable. Ahora, la otra cuestión. Realmente no es exagerado decir 4,000 barriles por día durante un año. Yo creo que basta ver la historia de producción. En el año 67 se van hasta arriba, no sé cuánto producen, como del orden de 12,000 barriles. ¿Cuánto es?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- 13,000 barriles.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 13,000 barriles. Entonces la productividad está ahí y la diferencia grande de lo que tenían en ronda 0, en formación que tenían en ronda 0 a la que tienen ahora, es que ya encontraron unas áreas que no fueron drenadas. Entonces esas áreas que no fueron drenadas van a tener un comportamiento muy similar al año 67. 67 es cuando empieza, ¿verdad?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces yo no veo que 4,000 sean fácilmente alcanzables, pero finalmente todos estos campitos siguen siendo marginales, 4,000 barriles, pero son realmente pues muy rentables y ojalá tuviéramos muchos de estos. Que es a lo que en algunas ocasiones me refiero a lo que pasa en otros países, en donde hay un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

montón de productores chiquitos que al final con estas sumas pequeñas pues generan una gran cantidad de producción. Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Un poco complementando y ahora sí que recordando el punto anterior. Aquí es la respuesta que yo dije que aquí no vale más una visión dinámica, una visión estática. Aquí debe ser integral y en todos los casos. O sea, aquí es la suma de conocer de una manera más adecuada un modelo estático, que es el modelo sedimentológico, y ver el comportamiento de los pozos que tienen toda su historia de producción. Entonces al momento de tener un modelo sedimentológico que son los lentecitos, dar un seguimiento a esos lentes de arena en el subsuelo, lo que ven es de que cuando tienen los pozos en los lentes de arena pues la productividad es determinada. ¿No? Pero pues si no tenemos el modelo sedimentológico que es el modelo del subsuelo, pues no van a saber a dónde van a perforar. ¿No? Entonces se necesitan ver de manera integrada las dos.

Por eso dije quién gana, pues nunca, o sea, no va a ganar nadie porque tampoco es una apuesta. ¿No? Sino es un modelo integral tanto geológico, petrofísico, o sea, dinámico digamos para poder visualizar en dónde se tiene que perforar y en dónde aprovechar de mejor manera los yacimientos. Entonces digamos en este caso, sin cambiar el volumen original, estaba viendo que el volumen original es constante desde el principio hasta ahora, lo único que están haciendo es con filigrana yo diría, o sea teniendo mejores localizaciones, ver dónde van a localizar de acuerdo a las arenas que ya tienen definidas y ojalá que les resulte exitoso las áreas que van a perforar. Entonces, y sabiendo cómo se comportan los pozos desde el punto de vista dinámico, pues seguramente van a tener éxito. Si, doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una de las cosas que es interesante observar en este yacimiento es que el corte de agua es bastante alto, son 30%. Y el comportamiento del corte de agua hay que irlo checando, hay que hacer una supervisión adecuada para definir cuál podría ser la mejor explotación del yacimiento. Entonces aquí lo que vemos es que está produciendo en un pico, en 2024-2025. Eso puede cambiar en el tiempo, habrá que hacer la supervisión adecuada. Y a lo mejor para dejar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la claridad de que quién gana o quién no gana, a lo mejor yo hice mal el planteamiento cuando hablaba del volumen original.

Entonces el volumen original en un inicio se estima en una forma estática, estática porque no involucra el movimiento de fluidos dentro del yacimiento y ese volumen original después se va ajustando. Y claro, que pues por supuesto el modelo del yacimiento involucra la parte estática y dinámica, no es uno más o uno menos. Pero cuando vemos datos, por ejemplo, el dato de porosidad que se mide de núcleos o que se puede estimar a partir de un registro geofísico y que después se puede obtener a través de pruebas de transitorios de presión que es el modelo dinámico, pues ahí a lo mejor el planteamiento está mal que diga quién gana. Pero finalmente el que perdura, a lo mejor sería la posición, es el que mejor ajusta el comportamiento del yacimiento, que no puede ser uno u otro, pero finalmente es la integración de toda esa información. Entonces creo que si en algún momento dado dije que uno gana u otro gana, no era tanto la intención de esto, sino que los valores van cambiando en el tiempo y uno de los que cambia es el volumen original. Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ya nada más para cerrar las ideas. No compiten, se complementan. Entonces no tenemos, lo mejor que podemos tener para poder hacer un buen estimado de los pronósticos de producción es cuando tenemos un buen modelo estático y un buen modelo dinámico. Yo creo que eso es lo que da mayor certidumbre a todos nuestros pronósticos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. Creo que la discusión a veces era si yo no muevo el volumen original, puedo hacer que se vea que estoy obteniendo un factor de recuperación muy bueno, siendo que es otra área que no tenía identificada dentro del inicio y eso es lo que no está bien. O sea, las decisiones no pueden ser solamente para que se vean bien los proyectos, tienen que ser basadas en evidencia técnicas y eso es donde yo planteaba que eso era lo que decía la doctora y ahora lo estoy diciendo, es mi punto. Pero de que puede haber cambios, puede haber cambios. Si esta área no fue considerada dentro del volumen original, deberían de haberla modificado. Si no la modifican, se va a ver mucho mejor el factor de recuperación. Entonces es una decisión a veces ahí que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

no es lo más adecuado y no está dentro de las mejores prácticas internacionales.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Claro. Doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Mi pregunta original era yo baso toda mi decisión de inversión, de invierto o no invierto y cuánto invierto, en función de una curva de producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De modelo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- De modelo. Tengo que tener un modelo y decir yo voy a sacar "x" cantidad de barriles con esta curva de producción. Entonces eso es mi elemento de decisión. Entonces la pregunta que yo hacía es y cómo puedo estimar algo que todavía no sucede y donde no tengo tanta información. Entonces me dicen, "no, es que vamos a usar como estimador 2P". Entonces si yo veo que como sale aquí que salió a través de un estudio que 2P cambió, entonces cambia todo. O sea, porque tengo que tomar otras decisiones porque tengo otro número en 2P.

Y lo mismo, si el precio del petróleo disminuye, 2P disminuye automáticamente porque 2P está relacionado con tecnología y precio. Entonces lo que esto te dice en qué instante tengo yo no nada más aprobar sino – ¿cuál será la palabra? – replantear mi plan. Si el precio del petróleo cae, caen digamos las reservas 2P y por lo tanto tengo que hacer otro plan. Lo mismo sucede en el sentido contrario. Entonces era mi pregunta. O sea, bueno, yo estoy basándome en algo para tomar decisiones, qué tan buena es mi estimación. Y por eso es importante seguir este tipo de áreas y decir, oye, lo que realmente pasó corresponde con los 2P que existía en el año 67 y lo que yo logré recuperar, porque ya está más o menos marginal, equivale a esos 2P o no. O sea, qué tan buena es mi estimación para poder hacer todos los otros cálculos posteriores.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Todo eso generalmente está asociado a lo que es, siempre por eso lo ponemos de inicio, las reservas, porque las reservas es de alguna manera, tanto en los lineamientos como está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

establecido como los de planes como lo que serían los criterios de reserva, está que los planes generalmente tienen que modificarse cuando hay una variación en la cuantificación de los volúmenes. Y como bien lo comenta, están asociados a precio, a tecnología con la que se extraen, pero también tienen una componente de la certidumbre geológica y técnica en cuanto a pozos, infraestructura y en sí toda la tecnología que vamos a utilizar para extraerlos, pero dentro de la misma categoría de la reserva también está el concepto del riesgo. O sea, ahí es donde nosotros vamos a decidir de acuerdo al porcentaje de éxito que tiene asociado esa categoría, si aceptamos o no aceptamos el proyecto y queremos correr ese riesgo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muy rápido. La simulación numérica de yacimientos es la mejor forma de estimar reservas. Un simulador es una representación analógica o analítica más bien de lo que es el yacimiento. Se le pobla con las características petrofísicas, de fluidos y se proponen ciertas alternativas de explotación. Cuando se corre el simulador en el tiempo, se llega a una producción acumulada. Esa producción acumulada es la reserva, es la reserva 1P. Entonces es así, primero se ve cuánto se puede producir y se tiene la reserva, no es al revés. No se define un número de reserva y se ve cómo se va a producir para obtenerlo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Entiendo, pero mi punto era que si cambia por alguna razón el estimado de reservas, tienes que regresarte a replantear tu plan.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Que lo mismo sucedería si el precio del petróleo se va a 120 dólares, te obligaría a replantear tus planes porque tus reservas automáticamente crecerían.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.50.002/19

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-0067-M-Campo Castarrical.

ACUERDO CNH.E.50.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical.

II.3 Opinión técnica respecto de la modificación de los títulos de las Asignaciones AE-0045-5M-Agua Dulce-04, AE-0053-3M-Mezcalapa-03 y AE-0055-5M-Mezcalapa-05.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración. La presentación y los comentarios sobre el tema, se desarrollaron en los términos que a continuación se transcriben:

"COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Buenas tardes Comisionados, Comisionada. Traemos los detalles de esta opinión técnica que solicitó la Secretaría de Energía para la modificación de tres Títulos de Asignaciones Exploratorias. Entonces si avanzamos a la siguiente, solamente para recordarles y decirles cuál es el fundamento legal de esta solicitud y el desahogo de la misma. Está fundamentado en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Asimismo, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento Interno de la Comisión y lo que establece el propio Título de las Asignaciones que estamos viendo.

Para ubicarnos, ahorita vamos a ver algunos detalles adicionales. Si regresamos a la anterior, nada más para que vean estamos en la zona del Estado de Tabasco justamente en una Asignación que tiene una porción marina, pero prácticamente todo es una zona terrestre y las otras dos Asignaciones son prácticamente terrestres. Una pequeña proporción corresponde al estado de Chiapas, pero el resto son en el estado de Tabasco. Ahora sí, ¿cuál es la solicitud que nos hace la Secretaría de Energía? Digamos, va en tres sentidos. La modificación de los términos y condiciones que tienen que ver con el anexo 1, que es donde se refiere la ubicación de las áreas. Nos regresamos por favor. También está referido a los límites verticales digamos de las Asignaciones que tendrán en el futuro. Esto derivado de los descubrimientos que se han tenido en las áreas. Y también de algunos términos y condiciones que están referidos, sobre todo en los anexos 2 y 3 que están en las mismas Asignaciones que hacen referencia a algunas recomendaciones.

Entonces aquí está de manera resumida esa consulta, digamos esa opinión que se va a dar y están en esas tres Asignaciones. Esta Asignación, la 0045 y la 0053 son estas dos Asignaciones que están en el Sur y están referidas justamente a este descubrimiento que se tuvo aquí. Hay un campo que aquí está que se llama Quesqui y que está repartido en estas dos Asignaciones. Asimismo, esta Asignación que se encuentra en el Norte que es la Asignación 0055, la opinión versará sobre este descubrimiento que se tuvo aquí que es el campo Chocol. Entonces sobre esos descubrimientos son los que le dan digamos materia al recorte de estas Asignaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces ahora sí entrando en algunos detalles decíamos hay una modificación en el término y condición cuarto de las tres Asignaciones y entonces por eso es que aquí en la columna izquierda ustedes van a ver lo que dice el título actualmente y en la columna derecha lo que dice o la propuesta de la Secretaría de Energía. Esa propuesta de la Secretaría de Energía pues es simplemente ajustar la fecha del inicio de la vigencia de la Asignación y ponerle el nombre de la Asignación que le corresponde. Entonces nosotros no tenemos ninguna propuesta adicional, simplemente vemos que la propuesta que hace la Secretaría de Energía pues es correcta.

Sin embargo, aquí abajo en el Título de Asignación... Si, es que por alguna razón la habían cambiado, la habían referido mejor dicho al periodo adicional de exploración y entonces habían bajado la vigencia. Si ustedes ven del lado izquierdo, la vigencia estaba referida a 22 años a partir de 2017. Ahora están regresando a los 25 años que originalmente eran, pero referidos al momento en el que se otorgaron que fue en 2014. En pocas palabras, no cambia el horizonte de la Asignación, solamente el punto de referencia es el que cambia. Es un cambio muy simple.

Sin embargo, en el Título de Asignación vigente, también en este término y condición, nosotros estamos haciendo una recomendación que ha emanado justamente del Órgano de Gobierno y es que la vigencia pueda prorrogarse por un periodo suficiente que se ajuste para llevar a cabo la extracción adecuada, de manera que se maximice el valor del área. Entonces eso está en el mismo término y condición cuarto y esa sí es una recomendación de la Comisión. Entonces eso es para el término y condición cuarto de las tres Asignaciones. Si seguimos.

Les decía que también se está modificando para las tres Asignaciones el anexo 1 y esto es por lo que comentaba hace un momento. En las tres Asignaciones hay una reducción del área que se ciñe a las zonas de los descubrimientos. Entonces tenemos la Asignación 0045 y 0053 que tienen que ver justamente con el descubrimiento de Quesqui, pues su área que era considerablemente grande del orden de cientos de kilómetros cuadrados se reduce 97% y 93% respectivamente para quedar solamente en lo que es ahora esta área que está pintada con colores azules. Y para el área 0055, que de las tres Asignaciones que veíamos es el área que queda al Noreste, está referida solamente a este descubrimiento que sería el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

campo Chocol. Entonces la reducción del área es del 98%. Esto es digamos la evolución lógica que tenían ya contemplado los Títulos de Asignación en sus términos y condiciones originales de ronda 0 digamos.

Ahora, en la que sigue estamos haciendo o se está proponiendo también un ajuste sobre el área del campo Chocol justamente. El área del campo Chocol la aprobación que se dio en su Plan de Desarrollo es esta figura que está marcada con azul. Esta es el área del campo Chocol. Sin embargo, nosotros estamos viendo que esa área tiene un traslape con esta área natural protegida, que es el área que se ve aquí en amarillo. Entonces está proponiendo un recorte del área para que quede fuera el área natural protegida y todo el resto, que es el área verde, quede para el desarrollo del campo Chocol.

Se verificó justamente que esta propuesta de ajuste de área no tuviera un impacto en las actividades de desarrollo del plan mismo y del área y efectivamente no tiene un impacto. Todo el desarrollo se está llevando a cabo en esta otra área. Entonces no hay ningún impacto y por lo tanto no debería haber tampoco una modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción dado esta modificación. Es importante mencionar que – perdón – esta es un área natural protegida de jurisdicción estatal, no es un área de las que administra la CONANP digamos, sino que son áreas que declaran los estados y en este caso el estado de Tabasco declaró esa área natural protegida que se le llama Río Playa en este caso.

Ahora, para la Asignación 0045 y 0053, estamos viendo para esta reducción que estábamos trabajando del descubrimiento de Quesqui. Y entonces aquí únicamente estamos haciendo una recomendación, además de lo que está recomendando la Secretaría de Energía que es restringir digamos ya las actividades derivado a la aprobación del Programa de Evaluación. Simplemente referir la fecha en la que se está dando esta aprobación del Programa de Evaluación para que a partir de ahí se tome la vigencia que es la que quede establecida. Entonces es una precisión que se está proponiendo a la Secretaría de Energía.

Ahora bien, en la siguiente vemos para la Asignación 0045 también el término y condición quinto hace referencia, si ustedes recuerdan, el término y condición quinto hace referencia a las actividades que se van desarrollando a lo largo del tiempo con la Asignación. Entonces dado que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esta Asignación ya dejó de tener actividades de exploración o dejará de tener actividades de exploración, pues solamente quedan referidas las actividades de extracción y las de evaluación. Por eso es que estamos haciendo también aquí una precisión porque se cita en la propuesta a la Secretaría de Energía que tendrá el asignatario un periodo de tiempo de 120 días para realizar la declaratoria de descubrimiento. Nosotros únicamente estamos diciendo que esos días sean naturales, porque luego a veces nos falta precisión y a la hora que viene el asignatario a hacer un trámite pues no tenemos precisión si eran días hábiles, naturales, en fin. Es solamente para dejarlo preciso, una recomendación ahí para el título.

En la que sigue vemos de nuevo para esta zona de Quesqui. En el anexo 1 les decía no solamente se está reduciendo el área de manera superficial, sino también se están acotando estas localizaciones a su profundidad. Entonces lo que estamos viendo es que la profundidad estará ceñida justamente a las unidades litoestratigráficas que delimitó el descubrimiento que se dio en Quesqui con el pozo Quesqui-1EXP. Y son justamente la que son del Jurásico Tardío Kimmeridgiano. Entonces es la precisión que se hace porque recuerden que la definición de área contractual de la Ley de Hidrocarburos hace referencia a la superficie y a la profundidad. Entonces con esto queda ya específico cuál sería el área que sigue viva para la evaluación.

Ahora, en la lámina siguiente vemos un poco la misma lógica, pero para el campo Chocol. Para el campo Chocol recuerden ahora el título ya no va a llevar actividades de exploración, solamente va a llevar actividades de extracción. Chocol ya está netamente en esa etapa de extracción, por eso es que el término y condición primero solamente hace referencia a las actividades de extracción, ya no de exploración y extracción. Entonces ese es el término y condición primero que se modifica. Luego tenemos también una modificación para esa misma Asignación, pero para el término y condición quinto. De la misma manera, donde se hacen referencia a las actividades que se van a realizar. Entonces aquí lo que se está diciendo es que se está proponiendo por parte de la Secretaría que las actividades queden referidas justamente a lo que se autorizó o lo que se aprobó en el Plan de Desarrollo para la Extracción. Entonces justamente lo que está haciendo la Secretaría es proponer que quede en esos términos. Entonces nosotros no vemos ningún inconveniente en que así sea, por eso no hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

una propuesta de la Comisión, sino que aceptamos la propuesta de la Secretaría.

En la que sigue vemos también para esa misma área la misma lógica en el anexo 1, donde se refiere no solamente a la zona superficial, sino también a la profundidad. En este caso, para el descubrimiento Chocol la edad que se está refiriendo es el Cretácico Tardío y las formaciones son estas dos: Agua Nueva y San Felipe. Entonces son estas, esta es la restricción que se tendría en profundidad para que esta Asignación continúen las labores de extracción. La que sigue por favor.

Vemos simplemente unas recomendaciones que emanan justamente de la aprobación de los Planes de Desarrollo. En este caso, para el campo de Chocol, estas son las recomendaciones que salen justamente de esa aprobación y como compromiso mínimo de trabajo la Secretaría propone esto. Nosotros estamos aumentando justamente lo que quedó en la autorización del Plan de Desarrollo para hacerlo consistente con aquella autorización. Eso va en el anexo 2 justamente.

En la que sigue vemos ahora el anexo 3 de la Asignación. El anexo 3 está referido a las recomendaciones que en su caso haga la Comisión sobre alguna zona o alguna Asignación en particular. Aquí justamente lo que se está haciendo es de manera análoga a lo que se dice en el anexo 2. También estamos recuperando las recomendaciones que se dieron en la aprobación del Plan de Desarrollo y las estamos proponiendo como una recomendación para que queden inscritas en el anexo 3 de esta Asignación. Si vamos a la que sigue.

Es una recomendación en consistencia con una de las recomendaciones que hicimos anteriormente también para un caso similar, en donde estamos diciendo que para tener una trazabilidad de las Asignaciones hacia los campos que le dan vida o los descubrimientos, estas Asignaciones tomen el nombre justamente del campo. Entonces la 0045 sería proponemos que sea Quesqui y la 0053 también. El tema es que estas dos Asignaciones contienen una porción del campo. Entonces por eso es que pusimos Quesqui Occidente y Quesqui Oriente, para diferenciar simplemente, para que no quedara repetida y también fuera difícil de identificar. Y en el caso de Chocol que solamente está en una Asignación, pues es más simple. Entonces proponemos que sea AE-0055-Chocol.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces si recuerdan en alguna sesión pasada se hizo una recomendación muy similar en ese sentido. Y bueno, justamente viendo esta situación en donde Quesqui queda ubicado en dos Asignaciones, pues nosotros sabemos que hay normatividad aplicable respecto de la unificación. Entonces estamos haciendo también la recomendación para que se haga la unificación de ambas Asignaciones de acuerdo con esa normatividad. Finalmente, pues la Dirección General de Dictámenes de Exploración considera que son viables estas modificaciones y por lo cual traemos a su consideración esta propuesta de una opinión favorable para la modificación de estos tres Títulos de Asignación para lo que acabamos de comentar justamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández. ¿Alguna pregunta? Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Es referente al campo Chocol. El campo Chocol ya terminó la parte de exploración y viene la parte de desarrollo, pero hablan del compromiso mínimo de trabajo y ahí como que no me queda claro. Y además la Secretaría de Energía propone un compromiso mínimo de trabajo y nosotros como tenemos el Plan de Evaluación pues queremos que ese sea el compromiso mínimo de trabajo. ¿Pero compromiso mínimo de trabajo no es ligado solamente en la parte exploratoria o cómo está la Asignación? ¿Cómo se maneja en este sentido?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- La Ley de Hidrocarburos refiere algunos elementos que debe contener una Asignación y dentro de esos refiere al compromiso mínimo de trabajo. Entonces no hace diferencia entre si es una Asignación de exploración o de extracción. Si tú tienes un Título de Asignación, es deseable que tenga un compromiso mínimo de trabajo. Entonces en este caso, como esta Asignación quedará solamente de extracción, también deberá tener un compromiso mínimo de trabajo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y entonces lo que estamos planteando es que lo que dijo Pemex que iba a hacer es el compromiso mínimo de trabajo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Lo que quedó aprobado en el Plan de Desarrollo, efectivamente, que sea consistente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y el otro tema es al unificación de las áreas. Yo creo que está bien la propuesta, pero quedan muy separadas. ¿Eso no importa?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No, sí son juntas. Son estas dos, estamos refiriéndonos a estas dos que están aquí. Lo que pasa es que el polígono azul más oscuro está en una Asignación y el polígono azul más claro está en otra Asignación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, entonces están contiguas.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Aja, lo que estamos diciendo es que se unifiquen a una sola, exacto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que yo pensé que eran los cuadritos que estaban así sin color.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No, son estos dos que están coloreados en azules.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK, perfecto. Gracias.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Que la estructura, la estructura pasa las Asignaciones.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, continúa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? O sea, nada más yo tengo a lo mejor creo que es la misma duda, pero en cuestión de las áreas contiguas como quedan la AE-Quesqui Oriente y Occidente, esas son las que quedarían de exploración o quedaría, esa es la de extracción. ¿Y no debería quedar una?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Si, justamente esa es la recomendación que estamos haciendo, que se unifique solo en una. La solicitud que nos está pasando la Secretaría de Energía es reducir cada una de las dos Asignaciones al área que tiene de Quesqui. Entonces estamos diciendo, "si, está bien, hay que reducirlas, pero está mejor si las unificas".

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, nada más quedara AE si quieren 0053-0055-Quesqui.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Exactamente, eso sería lo mejor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Con la suma de los dos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Con la suma. O sea, con el campo completito. OK, entonces sí entendí. ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria, nos podría hacer el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.50.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad, emitió opinión respecto de la modificación de los títulos de las Asignaciones AE-0045-5M-Agua Dulce-04, AE-0053-3M-Mezcalapa-03 y AE-0055-5M-Mezcalapa-05.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite aclaración de la Resolución CNH.E.53.004/17.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra a la maestra Rocío Álvarez Flores, Directora General Jurídica de Procedimientos y Consulta.

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

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

DIRECTORA GENERAL JURÍDICA DE PROCEDIMIENTOS Y CONSULTA, MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES.- Gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. El día de hoy someto a su consideración el acuerdo por el que se aclara la Resolución CNH.E.53.004/17. Como antecedentes tenemos que el 10 de mayo de 2016 esta Comisión suscribió el contrato CNH-R01-L03-A18/2015 con el contratista Strata CPB, S.A.P.I. de C.V. para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia. Recordemos que en los contratos de la licitación número 3 iniciaron actividades petroleras al amparo de un Plan Provisional aprobado por esta Comisión. En consecuencia, el 3 de agosto del 2016 esta Comisión aprobó dos puntos de medición provisional para gas respecto del área contractual número 18, el primero de ellos ubicado en la entrada a la Estación de Recolección Culebra 5ª y el segundo relativo a la Estación de Recolección Peña Blanca 2. Posteriormente, el 21 de marzo de 2017 se aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, en el cual se previó continuar la medición de los hidrocarburos al amparo de los puntos de medición provisional que les acabo de hacer mención.

Subsecuentemente, el 18 de octubre del 2017 se ratificaron los puntos de medición provisional para diversos contratistas de la licitación número 3, entre ellos el área contractual número 18 materia del presente acuerdo. Finalmente, tenemos que el 15 de enero del presente año se aprobó la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en la cual se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

consideró en el apartado de medición que se llevaría a cabo la medición de los hidrocarburos en dos etapas. La primera de ellas considera llevar a cabo la medición de los hidrocarburos al amparo de los puntos de medición aprobados y ratificados por este Órgano de Gobierno.

En este sentido, y en ejercicio de las facultades de administración y supervisión de esta Comisión, se detectó que existe una inconsistencia en la Resolución CNH.E.53.004/17, por la cual se ratificaron los puntos de medición de gas. Ahora bien, ¿en qué consiste esta inconsistencia? Tal como se los referí, cuando se aprobaron los puntos de medición provisional de gas para el área contractual número 18, se refirieron dos puntos de medición. El primero, en la entrada de Estación de Recolección Culebra 5ª y el segundo la Estación de Recolección Peña Blanca 2. No obstante, en el considerando décimo tercero de la Resolución CNH.E.53.004/17 en la cual se ratificaron estos puntos de medición, únicamente se refirió la entrada a la Estación de Recolección Culebra 5ª, por lo tanto, es necesario aclarar que ambos puntos de medición fueron aprobados y ratificados por esta Comisión.

Para lo cual, es de tomar en consideración que esta Comisión se encuentra facultada para aclarar los actos y resoluciones que emita en el ámbito de su competencia de conformidad con los artículos 1 y 2 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, así como 223 y 225 del Código Federal de Procedimientos Civiles. En este sentido, la aclaración que se somete el día de hoy a su consideración permitirá a esta Comisión subsanar un acto que pudiera repercutir en la ejecución de las actividades petroleras previstas y aprobadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del área contractual número 18.

¿Cuáles son los beneficios de esta aclaración? El primero es armonizar el contenido de la Resolución CNH.E.53.004/17, en la cual se ratificaron los puntos de medición con aquella Resolución CNH.E.33.012/16, en la cual se aprobaron estos puntos de medición de gas, lo cual permitirá en segundo término otorgar certeza jurídica al contratista respecto del contenido de esta resolución donde se ratifican los puntos de medición y la modificación del Plan de Desarrollo aprobado por este Órgano de Gobierno, lo cual no genera ningún perjuicio al particular. En consecuencia Comisionados, la propuesta de acuerdo que se somete en su consideración es aclarar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contenido de la Resolución CNH.E.53.004/17 y considerar esta aclaración como parte integrante de la resolución, lo cual está a su consideración.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestra Álvarez. ¿Algún comentario Comisionados? Suficientemente claro. Por favor Secretaria, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.50.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, expidió el Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite aclaración a la Resolución CNH.E.53.004/17.

II.5 Acuerdo por el que se instruye a la Unidad de Administración y Finanzas enviar el Anteproyecto de Presupuesto Anual de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el ejercicio 2020 a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva con la venia de la Comisionada Porres dio la palabra al actuario Alejandro Sibaja Ríos, Director General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Actuario.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE FINANZAS, ADQUISICIONES Y SERVICIOS, ACTUARIO ALEJANDRO SIBAJA RÍOS.- Muchas gracias, buenas tardes. Con su permiso. En cumplimiento de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se formuló el Anteproyecto de Presupuesto Anual para el año 2020, mismo que debe ser presentado en la sesión de Órgano de Gobierno. Y si nos pasamos a la siguiente página.

Este es el Anteproyecto de Presupuesto 2020 propuesto que considera 964 millones de pesos en total anual, de los cuales la tercera parte son servicios personales y las otras dos terceras partes se distribuyen en materiales y suministros con 42 millones. Servicios generales prácticamente 600 millones de pesos y transferencias, que en este caso son apoyos a las personas que apoyan en servicios sociales, por 0.59 millones de pesos.

Si vemos la comparación con el anteproyecto de presupuesto presentado en el año 2019, en el global es una variación negativa de 29.3%. Esto obedece a las medidas de austeridad que señala el Gobierno Federal y que estamos atendiendo. En el detalle, los servicios personales disminuyen 40%, en materia de suministros -30.9%, servicios generales -21.6% y, como les comentaba, las ayudas de servicio social aumentan 3.6%. Es cuanto, estoy atento a cualquier comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias Alejandro. No sé si haya algún comentario. Pues simplemente remarcar la disminución que en realidad se tiene, sobre todo en lo que es el capítulo 1000 que se tiene del 40%. Como bien lo indica nuestro director, que es con base a las medidas de austeridad propuestas por el Ejecutivo Federal. Y bueno, eso también trae una cascada en los diferentes capítulos que se están presentando para el resto, para la propuesta de presupuesto para el año siguiente. Si no hay comentarios, por favor Secretaria Ejecutiva nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.50.005/19

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III y XXVII, 23, fracción IX y 30 fracción I de la Ley de los Órganos

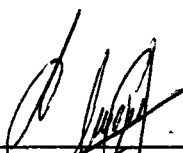






Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracción VIII inciso e., 14 fracción VIII y 44 fracción II inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó el Anteproyecto de Presupuesto para el año 2020 con un techo de \$964,191,578 pesos e instruyó al Titular de la Unidad de Administración y Finanzas para que lo envíe a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a fin de que sea incluido en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2020.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:02 horas del día 27 de agosto de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Quincuagésima Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

 _____ Alma América Porres Luna Comisionada	 _____ Néstor Martínez Romero Comisionado
 _____ Sergio Henrivier Pimentel Vargas Comisionado	 _____ Héctor Moreira Rodríguez Comisionado
 _____ Carla Gabriela González Rodríguez Secretaria Ejecutiva	