



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA QUINTA SESIÓN ORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:02 horas del día 2 de diciembre 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, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, con el objeto de celebrar la Décima Quinta Sesión Ordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.1026/2019, entregado a los Comisionados el 27 de noviembre 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 segundo párrafo del artículo 54 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Comisionado Presidente propuso a los Comisionados que, en ausencia de la Secretaría Ejecutiva, el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, fungiera como Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos por un período determinado, el cual será a partir de esta fecha y hasta el 31 de diciembre de 2019, con



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las facultades que para el Secretario Ejecutivo establecen la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión y las demás disposiciones legales aplicables.

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

ACUERDO CNH.15.001/19

Con fundamento en el segundo párrafo del artículo 54 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Órgano de Gobierno, por unanimidad, acordó que el maestro Gobirish Mireles y Malpica, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, funja como Secretario Ejecutivo por un período determinado, el cual será del 2 al 31 de diciembre de 2019, con las facultades que para el Secretario Ejecutivo establecen la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y las demás disposiciones legales aplicables.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0210-M-Campo May.

III.- Asuntos para conocimiento

IV.- Asuntos generales

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0210-M-Campo May.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra al ingeniero Horacio Andrés Ortega Benavides, Director de Área 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:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Buenas tardes Comisionados. El día de hoy traemos para su consideración el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0210-M-Campo May. La que sigue por favor.

Bueno, esta es una relación cronológica de los eventos que ha tenido el proceso. Es importante mencionar que el operador propone este plan de modificación en base a los montos de inversión. Ingresó este plan el día 2 de septiembre del 2019 a esta Comisión. Esta Comisión envió informaciones al operador, cuyo (operador) es Pemex Exploración y Producción, el 17 de septiembre del 2019 y las cuales fueron atendidas el 2 de octubre del 2019 y el día de hoy estamos presentando ante este Órgano de Gobierno. Es importante mencionar también que por ahí se enviaron los oficios a la ASEA y a la Secretaría de Economía el 25 de octubre. Durante el periodo del 2 de octubre a la fecha pues se tuvieron varias comparecencias y varios alcances con el operador en cuestión de que la información que habían metido y que habían sustentado no estaba del todo clara. La que sigue por favor.

Bueno, podemos ver aquí las características generales de la Asignación. El operador petrolero, como bien les decía, es Pemex Exploración y Producción. El área de la Asignación es de 47.65 km². La fecha de emisión de la Asignación es del 13 de agosto del 2014 y tiene una vigencia de 20 años. Es una Asignación para extracción de hidrocarburos en aguas someras y tiene autorizado a realizar actividades en lo que es Cretácico y Jurásico. Colinda principalmente con lo que es el Campo Yum al Noreste y al Oeste con lo que es la Asignación A-0352 del Campo Tsimin. La que sigue por favor.

Bueno. Las generalidades del Campo May, como bien les decía, tiene dos yacimientos, lo que es el Cretácico y el Jurásico. El área del Cretácico es de 32 km². Tiene 12 pozos perforados, de los cuales 5 están en las dos formaciones, tanto en Cretácico como en Jurásico. Actualmente tiene 7 pozos productores. Su API es de 45, tiene una temperatura de fondo de 172°C. Su presión inicial fue de 838 kg/cm², su presión de rocío de 395 y actualmente tiene una presión de 281 kg/cm². Y para lo que es la formación Jurásico, su área es de 21 km². Tiene 11 pozos perforados, de los cuales 2 están en lo que es la formación Cretácico y Jurásico. Actualmente tiene tres



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos productores, un API de 44, su temperatura es de 177°C, su presión inicial de 857, su presión de rocío de 405 kg/cm² y actualmente tenemos 241 kg/cm². La que sigue por favor.

Bueno, estas son las principales etapas de desarrollo de lo que es el Campo May para ambas formaciones. Podemos ver inició su explotación en el año 2005. La primera etapa comprende del año 2005 al 2009, donde se tuvo un desarrollo de 16 pozos y se pudo observar una caída de presión alrededor de los 150 kg/cm². La segunda etapa alcanzó su máxima producción por ahí de los 396 millones de pies cúbicos por día y más de 54,000 barriles de condensado, con 21 pozos perforados, de los cuales 16 eran productores. En la tercera etapa alcanzó su presión de rocío para ambas formaciones y se puede observar un ligero incremento en lo que es el flujo fraccional de agua. Y ya la última etapa que comprende del año 2016 a la fecha, pues nada más tiene algunas operaciones que se hicieron en cuestión de mantenimientos, reparaciones mayores, menores y el corte de agua sigue al alza. La que sigue por favor.

Bueno, lo que es el alcance el Plan de Desarrollo, principalmente el operador propone extraer todo lo que es la reserva 1P que son 50.82 miles de millones de pies cúbicos y 4.71 millones de barriles de condensado. En su propuesta ellos están considerando 8 reparaciones menores, 22 taponamientos y el desmantelamiento de 8 ductos y 6 estructuras marinas, con un costo de 591.9 millones de dólares, de los cuales es una inversión de 422.4 y un gasto de operación de 129.5 millones de dólares. La que sigue de favor.

En cumplimiento con al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, lo que es la tecnología y el plan de producción que permiten maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, la que sigue por favor. Aquí podemos ver el volumen original y las reservas cuantificadas tanto de condensado, para gas, para las dos formaciones. Actualmente la reserva 1P para la formación Jurásico es de 0.8 y el volumen original era de 184 millones de barriles y la reserva 1P de gas es de 8.4 millones de pies cúbicos y el volumen original era de 1,173. Y para lo que es la formación Cretácico tenemos una reserva de 3.9 millones de barriles y el volumen original de 151.3 millones de barriles de condensado y en el gas 42.5 y 738 como volumen original. La que sigue de favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, aquí el operador podemos ver las alternativas que él propone, donde él tiene dos alternativas. En la alternativa 1, la cual es la seleccionada, lo único que está proponiendo son 8 reparaciones menores y una acumulada de 4.71 millones de barriles y una acumulada de gas de 50.82 miles de millones de pies cúbicos con inversiones de 422.4 millones de dólares y un gasto de operación de 129.45. Como podemos ver, el VPN antes de impuestos es de 268.4 millones de dólares y después de impuestos de 148.9. El VPI es de 343.7 y la relación VPN/VPI antes de impuestos de 0.78 y después de impuestos de 0.43.

La alternativa 2 es muy parecida a la alternativa 1, lo único es que ellos están proponiendo la perforación de un pozo, con los cuales recuperan la misma cantidad de condensado de 4.71 millones de barriles, 50.75 miles de millones de gas, pero la inversión es de 458.34, el gasto de operación es el mismo que para la alternativa 1. El VPN/VPI es de 231 millones de dólares y el VPN/VPI después de impuestos de 110 millones de dólares. La relación VPN/VPI antes de impuestos es de 0.67 y después de impuestos de 0.32 dólar/dólar. Aquí la única diferencia es que ellos en el lugar de tener, aceleran la extracción del yacimiento. En lugar de terminarlo en 2024 como lo hace la alternativa 1, ellos lo están acelerando a 2023. La que sigue por favor.

Aquí está calendarizada todo lo que son las alternativas propuestas por el operador. Tienen tres reparaciones menores en 2019 y tres en 2020 y para 2021 y 2022 solamente tienen una y una en cada año. Los 22 taponamientos calendarizados en 2025, la mayoría aquí son los 12, y el abandono de ductos que empieza después del año 2024 que es el límite económico de la Asignación que son 14: 8 ductos y 6 estructuras. La que sigue por favor.

Aquí podemos ver la comparación de los planes, tanto el vigente como el modificado. En el plan vigente o en lo que es ronda 0, el operador tenía la propuesta de 5 perforaciones y 5 terminaciones, 6 reparaciones mayores y 32 menores. Realmente a la fecha han hecho 2 perforaciones, una terminación, 3 reparaciones mayores y 11 reparaciones menores y en el nuevo plan solamente están poniendo 8 reparaciones menores. Por lo cual tienen una diferencia o todavía actividad que no han realizado de 3



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforaciones, 4 terminaciones, 3 reparaciones mayores y 13 reparaciones menores.

De igual manera en los gráficos de abajo podemos ver en la línea azul todo lo que es la vigencia de ronda 0 y podemos ver que tiene en el plan vigente estaban proponiendo 37.88 millones de barriles. Realmente han recuperado 25.46 con una diferencia de 12.42 y en el nuevo plan están proponiendo recuperar únicamente 4.71. Y en lo que es el gas están proponiendo, ellos proponían 385.74, real han acumulado 192.60 miles de millones de pies cúbicos con una diferencia de 193 y en el nuevo plan 50.82 miles de millones de pies cúbicos.

Para la inversión, de igual manera ellos traían en el plan vigente 1,824, han ejecutado 526 millones de dólares, todavía tiene una diferencia de casi 1,300 millones de dólares. Esto es porque ya no se hicieron actividades de perforación debido a las problemáticas que se suscitaron en el yacimiento, principalmente lo que fue el corte del agua. La que sigue por favor.

En lo que es el Programa de Aprovechamiento de Gas, como es un gas de un yacimiento de gas condensado o de gas natural no asociado, pues para este punto no aplicaría. La que sigue de favor. Lo que son los mecanismos de medición y producción de hidrocarburos, la que sigue. A aquí podemos ver el flujo de los hidrocarburos que van de lo que son las cinco plataformas de May hacia lo que es la plataforma May-A, de los cuales llega todo el flujo como condensado. Tenemos mediciones de tipo operacional. De ahí fluye por un ducto de 24" hacia lo que es el complejo Litoral-A y de ahí tenemos toda la línea de condensados como crudo ligero marino ahí hacia Pol, donde se une con otras corrientes, luego hacia Abkatún y podemos derivar hacia Akal-J o hacia Ku, hacia el FPSO o de igual manera hacia la Terminal Marítima Dos Bocas por vía también por vía Ayatsil.

En lo que es el gas, el gas tiene dos opciones. Se puede ir hacia Pol, hacia Abkatún y de ahí bajar hacia el complejo de Atasta o en su caso bajar por *bypass* hacia la TMDB y luego hacia el complejo de Cactus. El resto de gas que va hacia Atasta se puede ir hacia Pemex, donde tenemos algunas placas de orificio como medidor y de ahí hacia lo que es el complejo petroquímico de Nuevo Pemex. La que sigue de favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí podemos ver todo lo que son los costos del Programa de Inversiones, la inversión y el gasto de operación en sus diferentes rubros, donde se puede observar que para la producción tenemos el 52.13% que equivale a 304 millones de dólares. En desarrollo tenemos el 1.82% que equivale a 10.61 millones de dólares. Otros egresos que son 32 millones que equivale al 5.5% y el abandono que equivale a 236 millones de dólares, que son 40.5%. Todo esto da un costo total de 584 millones de dólares que tiene el operador planeado ejercer. La que sigue de favor.

Bueno, en la siguiente tenemos las premisas con las que se hizo la evaluación económica. La producción de condensado de 4.71, el gas de 50.82 la acumulada de miles de millones de pies cúbicos, el precio de condensado de 47.24 dólares por barril y el precio de gas de 3.66, la tasa de descuento del 10% y el tipo de cambio de 20.5. Con estas premisas, los resultados de la evaluación económica antes de impuestos se tiene un VPN de 115.68 con un valor presente de la inversión de 168.62, un VPN/VPI de 0.69 y una relación beneficio/costo de 1.38. Después de haber pagado los derechos, tenemos un VPN de 46.02, un VPN/VPI de 0.27 y una relación beneficio/costo de 1.12. Después de aplicar lo que son los derechos e impuestos, tenemos 17.94 de VPN de millones de dólares, un VPN/VPI de 0.11 y una relación beneficio/costo de 1.04 dólares/dólar. La que sigue de favor.

Bueno, tenemos al final lo que son las recomendaciones que se le hacen saber al operador. En este caso en la parte de recuperación pues ellos van a hacer ocho reparaciones menores, de las cuales van a tomar información y con esa información se le está recomendando al operador que actualicen hasta cierto punto sus modelos estáticos y dinámicos, así como todo lo que es la parte del acuífero, con el fin de ver la posibilidad si existe o si existiese de implantar algún proceso de recuperación dado las condiciones operativas del campo.

En las reservas, con toda esta información, pues es importante actualizar todo lo que son sus reservas en ambas formaciones, tanto en Cretácico como en Jurásico. Y con toda la actividad que van a tener, pues hay que continuar teniendo ahí las tomas de muestras a boca de pozo. Hay que recordar que es un yacimiento de condensados y los ligeros se quedan



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muchas veces abajo, son los primeros que salen, perdón, y muchas veces llega a variar un poco el API.

En el control del flujo de agua, hay que ver algunas alternativas tecnológicas para esta problemática que están teniendo y que ya se les está incrementando. Y en el abandono, pues establecer diferentes escenarios para el taponamiento de pozos y desmantelamiento de la infraestructura de la Asignación. La que sigue por favor.

Todo este análisis se hizo en cumplimiento de la normatividad vigente, lo que es el cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, el cumplimiento de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el cumplimiento de Lineamientos de Planes, el cumplimiento de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y el cumplimiento de Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

Bueno. Derivado de este análisis presentado, se le propone el dictamen en sentido favorable con respecto al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0210-M-Campo May, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe alguna modificación. Esto es todo lo que traemos Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias. ¿Comisionados? Adelante doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Maestro Ortega, tengo una duda. Al momento de hacer esta modificación que es hacia la baja, ¿no se tiene que modificar algún anexo de la Asignación en cuanto al Programa Mínimo de Trabajo? ¿Sí? ¿No se tendría que hacer una recomendación en ese sentido?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, se tiene que hacer la adecuación y es propuesta, porque bien puede hacerse por dos vías. Una, previo a la solicitud al plan se puede actualizar lo que es el Compromiso Mínimo de Trabajo o bien se puede dar en recomendación vía



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la dictaminación del plan. Se pueden hacer de cualquiera de las dos. Aquí lo que estarían haciendo sería la propuesta de la modificación al Compromiso Mínimo de Trabajo. ¿Por qué? Porque si vemos ya en el desfase en el tiempo, no tendría el cumplimiento como tal, sobre todo la perforación. Si recordamos el anexo que trae el cumplimiento, habla de perforaciones, terminaciones e inversión y ahí ya tenemos un desfase solamente de dos actividades ejecutadas contra las cinco propuestas.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Entonces se tendría que ajustar. De hecho, la propuesta que se tiene —y se tiene en una lámina— sería sobre las reparaciones menores y el abandono como tal del campo ya por el grado en el que se encuentra.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero entonces sí tendríamos que hacer esa recomendación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, la recomendación de la modificación al cumplimiento mínimo de trabajo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Está expresa en el dictamen.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, está. Ah, lo que pasa es que como no se puso aquí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No se dijo aquí, pero está expreso en el dictamen justo empatar el Compromiso Mínimo de Trabajo a lo que ahora está proponiendo el asignatario. Justo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo dos comentarios, uno que se refiere a congruencia. En la página 9 las inversiones son 422 y los gastos de operación 129. Quieren poner la página 9, ¿sí? Ahí está, 9. Se ve inversiones 422, no, no, ahí está. Gasto de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operación, 129. La suma de las dos sumas 541. Sin embargo, si se van ustedes a la página 18, el número que aparece es 551. Como monto total del Programa de Inversiones, inversiones más gastos operativos son 551. Entonces ahí hay una diferencia de 10 millones. Por otro lado, si ven ustedes la producción que se va a tener de condensados, en la página 9 aparece 4.71 y si se van al análisis que se hace de evaluación económica en la página 21 aparecen 4.41. Entonces hay una diferencia ahí, diferente. Pero eso puede ser hasta un error de dedo. Son errores, no son errores, digamos incongruencias.

Pero a mí me preocupa más si ustedes multiplican la producción de condensados 4.41 por el precio del condensado que es 47.24, les va a dar 208 millones de dólares más lo que se produce del gas no asociado que son 50.82 miles de millones por el precio de gas 3.66 les van a dar alrededor de 190 millones de dólares. La suma de los dos son 398 millones de dólares. Eso no alcanza a pagar la inversión. Entonces a la hora en que se calcularía el valor presente neto que es ingresos menos eso y luego deflactado, pues no les daría un número positivo, les tendría que dar un número negativo. Entonces no me queda claro el 115. Miren, hagan la multiplicación, es bien sencillito. Condensado por su precio y gas sobre su precio y no da para pagar los gastos de operación más los gastos de inversión.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
INGENIERO JOSUÉ LÓPEZ GARCÍA.- Si me permiten. Buenas tardes Comisionados. En efecto, como menciona el Comisionado Moreira, si hacemos la comparación, la multiplicación, no darían los números. No obstante, aquí el ejercicio de evaluación económica se hizo tomando como premisa un reparto, una ponderación de los gastos de abandono y el concepto de otros egresos conforme a la reserva remanente. Es decir, para el ejercicio de evaluación económica no se están considerando el monto total de abandono ni de otros egresos, sino más bien acorde a la proporción de la reserva que queda, que en este caso es de 4.3% la reserva remanente. Es por eso que los resultados de evaluación económica salen en este sentido.

También el precio del gas ahí de 3.66 dólares por millar de pie cúbico ese fue un error al momento de tomar la captura. Sería de 4.75 dólares por millar de pie cúbico. Este precio de 3.66 corresponde a un precio, es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

correcto, es el que se usó, pero en dólares por millón de BTU. Al convertirlo a millar de pie cúbico, daría 4.75. Entonces sí fue un error de consistencia. Pero en la evaluación económica los ingresos dan de 463 millones de dólares, lo cual ya alcanza para cubrir los costos asociados a la modificación del Plan de Desarrollo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero a mí no me quedó claro por qué reparten los gastos de abandono, porque finalmente los van a tener que pagar esta Asignación.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, Comisionado. Es una actualización que hemos estado tratando de realizar en las últimas presentaciones que hemos sometido a su consideración. Es un poco con esta lógica de que lo que se ha comentado en el Órgano de Gobierno respecto a que Pemex debería de estar proveyendo a lo largo del periodo, del proyecto digamos tal cual, estos montos con los cuales deberían de estar pagando el abandono. Es por eso que estamos haciendo el ejercicio en este sentido. Lo que comentaba un poco el ingeniero López era solamente para tratar de abonar al tema. Es consideramos que respecto a la producción que ha tenido a lo largo del tiempo el campo, que se puede ver en la lámina 5, respecto a eso vamos prorrateando cuánto tuvo que ir guardando de abandono a lo largo del tiempo para en su momento actualmente poder enfrentar el costo de abandono.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero yo estaría totalmente de acuerdo con usted, así debería haber sido. O sea, de que a medida que fue avanzando el tiempo, se fue formando fondo de abandono. Sin embargo, en este caso ese fondo de abandono no existe y Pemex va a tener que cargar con todos los gastos en este proyecto.

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, creo que la sugerencia es muy válida, deberíamos nosotros poner —¿cómo se llama?— en los lineamientos que se tiene que formar un fondo de abandono, como se obliga a todas las empresas privadas a hacer. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

creo que aquí es lo mismo. Si no te va a llegar un trancazo al final y te va a dar no rentable el proceso. ¿Verdad?

DIRECCIÓN GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRA BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA.- Sí, así es.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Podrían poner la lámina 13 por favor. Ahí en la lámina 13 pues tenemos de alguna forma todo el proyecto, desde 2015 hasta su límite económico, el abandono y todavía un abandono ahí de Litoral de 2040. Entonces con respecto a la lámina que estábamos viendo, pues sí hay un error. O sea, tienen que considerar los 4.70, 4.71. Eso es un error, eso que estaba en la otra lámina. Pero esta lámina sirve mucho para explicar el concepto de valor en el tiempo. Si yo estoy abandonando en 2028 y eso lo paso a valor presente neto, el valor es mucho menor en valor presente neto y más si utilizo una tasa de interés de 10%. Entonces bueno, en ese sentido pues las sumas no van a corresponder exactamente con la parte económica.

Pero algo que hemos comentado mucho aquí es que estamos haciendo análisis de rentabilidad de proyectos de las colas de los proyectos, porque estamos parados en 2019. No estamos viendo lo de atrás y lo de atrás debió haber pagado parte del abandono, en el concepto de análisis económico.

Hace rato comentaban del concepto de ahorrar para poder pagar. Las dos cosas son válidas, ¿no? Este aceite debería pagar. Si hacemos el análisis dentro de dos años, posiblemente sea negativo, pero el proyecto en total fue positivo. Y hemos tenido aquí varios casos en donde los proyectos salen negativos, pero porque estamos considerando solamente una parte final del proyecto y esta parte final del proyecto tiene muy poca producción y tiene muchos gastos de abandono. Y ahí tengo una duda porque no me salieron las cuentas. Según esto, en alguna lámina había solamente creo que 10 pozos, 7 en el Cretácico y 3 en el Jurásico de acuerdo a la lámina 4. Pero después en el abandono hay 22, entonces ahí ya no supe qué pasó.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- No. Lo que pasa es que son 23 pozos que tiene el campo, pero uno, de hecho es una de las perforaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se hizo, ese pozo tuvo un accidente mecánico y ya está taponado. Entonces ya ahorita tenemos 22.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK, entonces si vamos a la lámina 12.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- 22 pozos perforados, perdón, y de ahí son 10 que tenemos productores: 7 y 3, 7 en Cretácico.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero fíjense cómo está ahí el análisis de rentabilidad. Se ponen 6 en 2020, 4 en 2021 y se van hasta 2025 con otros 12.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Aja, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y se supone que ya muchos de ellos ya no van a estar produciendo. Entonces eso ayuda mucho a la rentabilidad de una forma ficticia, es decir, los taponamos hasta allá, hasta 2025 en lugar de taponarlos al momento que deben taponarse. ¿Hay alguna razón para la cual se fueron hasta 2025 a taponar pozos?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Son los últimos, son con los que cierran ellos. O sea, aquí van desincorporando pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero van a cerrar con los ocho, ¿no? ¿Con cuántos?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Cierran con 12. Son 10 que tienen actualmente y van ellos desincorporando. Es que van taponando pozos y van a ir desincorporando sobre las plataformas. Actualmente ahorita tenemos 10 productores y hay 22 pozos que están perforados, vamos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero los van a recuperar, vamos a decir.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- No, no. No van a recuperar ellos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Entonces?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que aquí generalmente ellos lo que hacen es que efectivamente, patean sus abandonos hasta el final y eso de alguna manera está asociado a las estructuras como las traen y a lo que sería su estrategia de abandono. Por eso nosotros, si nos vamos a la lámina de recomendaciones, ponemos ahí que tienen que tener una estrategia diferente de abandono, precisamente por lo que está comentando usted doctor. Es la lámina 22.

Ahí en el abandono, perdón, ponemos nosotros “establecer diferentes escenarios para el taponamiento de pozos y desmantelamiento de la infraestructura”, precisamente por lo que está comentando ahorita usted doctor que nosotros vemos que se van cerrando los pozos.

Sin embargo, pues como también está asociado al abandono de lo que sería la plataforma, pues ellos lo dejan hasta el final. Pero efectivamente, pozo que se va cerrando y ya no tiene ninguna posibilidad, pues se puede ir taponando para ir reduciendo este pasivo de pozos cerrados. Sin embargo, ellos lo que comentan es que tienen o van a contratar un barco que les va a servir para hacer el abandono de varios campos. No sé si recordamos Tumut, que anda más o menos por las mismas fechas. Entonces ellos lo comentan que es una estrategia para tener un barco que se dedique en una temporada a hacer el abandono de todos estos pozos y la infraestructura.

También nosotros les ponemos ahí en el sentido del desmantelamiento de la infraestructura porque, de lo que leímos en el plan, ellos se van por el desmantelamiento tradicional. Sin embargo, mucha de esa infraestructura todavía le queda vida útil remanente. Entonces hay contratos, como se hace en la región sur, donde se licita *in situ* la instalación y se le vende a otra persona ¿no? y así ya Pemex no tiene que cargar o el operador no tiene que cargar con la totalidad del abandono y puede obtener a veces hasta algún beneficio económico.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Podrían volver a poner la lámina 13 para que nos comentaran un poquito del abandono de Litoral. Ese va hasta 2040. No tengo la claridad de cuánto es, pero pues



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

obviamente que el dinero que se va a ejercer en 2040 al pasarlo a valor presente neto con 10% anual, pues se reduce posiblemente un 60%, 70%, no sé cuánto. Se deflacta en una gran cantidad. ¿Ese abandono de Litoral es por qué hasta 2040? ¿Porque las demás están aportando, las demás instalaciones?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es que de toda la estrategia que tienen ellos de su infraestructura, Litoral queda produciendo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hay una lámina ahí muy, en la lámina 17.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exacto, donde está la medición.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ahí está el Centro de Proceso Litoral-A, pero ahí nos se ve quién más está llegando ahí.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Bueno, en ese sentido sí, precisamente con May, está llegando Yum. Hay otras Asignaciones como Bolontikú.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y Yum termina hasta 2040.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- No. Yum está para el 2020, pero hay otras Asignaciones como Bolontikú, Tsimin. Xux.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces están esperando a que la última que pueda aportar, ese va hacia 2040.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA.- Sí, así es, así es.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Pero es que si vemos cómo está en la condición operativa, aporta Xux a Tsimin. Tsimin lo podemos derivar hacia Litoral, enlace Litoral. Pero en enlace Litoral también converge lo que son las plataformas de May.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces en la cadena no podemos estar desocupando porque lo que es May-A, May-B y Litoral son las que están confluyendo la producción de otras, que vamos a ver más adelante, lo que antes era crudo ligero en el complejo. Entonces ahí tenemos que ir las sacando de operación conforme va terminando la última. Y como es una cadena tipo dominó, pues la última que termina estamos terminando alrededor del 2040 y de ahí para acá. Si empezamos a desincorporar estas, perderíamos la cadena y tendríamos que trazar ductos o instalaciones particulares para los que llegan a los últimos años productivos que son 2038-2040. Entonces es por eso que se va hasta allá.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esa parte está muy lógica, pero lo que yo no veo es la parte legal. Porque esta Asignación vence en 2034 y tiene gas en 2040. ¿Cómo se manejaría eso desde el punto de vista legal? Porque pues ya no tienen Asignación. En la lámina 13 se puede observar eso. La vigencia de la Asignación es hasta 2034 y el abandono, un pago de abandono por Litoral es en 2040. Entonces no sé si eso tenga alguna complicación legal y no sé si eso también esté reflejado en la resolución.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Comisionado. Buenas tardes Comisionados, Comisionada. El abandono precisamente es una de las obligaciones que tanto en Asignaciones como en Contratos subsisten a la vigencia de estos títulos. En ese sentido, el operador petrolero, en este caso el asignatario, estaría obligado a cumplir con esta previsión, aun así haya terminado la vigencia de la Asignación.

Entonces, digamos, los pagos que tiene que hacer o las actividades relacionadas al abandono que tengan que hacer, las tendrán que hacer, aunque la vigencia del título haya concluido.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está bien, muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Nada más para abundar un poquito más en el tema. El abandono de lo que sería Litoral sería similar a como maneja Petróleos Mexicanos la TMDB, que no está en ninguna Asignación, pero...



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Le presta servicio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente, le presta servicio. O sea, no necesitaría estar asociada precisamente a la Asignación y a su vigencia. Porque por ejemplo la TMDB les sirve a todas, prácticamente a toda la región marina suroeste para mover la producción, pero no está específicamente en alguna Asignación.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, ahí es lo que le denominan el reparto operativo, cuánto les va a corresponder el tiempo que les queda para fondear ese abandono como tal que se efectúa hasta el 2040.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que lo más lógico es que en 2034 ellos deben de depositar. ¿No? Igual que los otros operadores, están depositando el dinero para el abandono. Porque cuando llegue 2040, pues Petróleos Mexicanos va a tener que sacar el dinero de algún lugar. ¿Verdad? Entonces seguramente que lo va a sacar de los campos que están produciendo y eso como que distorsiona las rentabilidades, pero finalmente todos son muy rentables. Este yacimiento fue muy rentable.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí. Aquí un poquito ahondando es lo que se le llama la evaluación concurrente. Si hiciéramos la evaluación de toda la historia con lo que queda, saldría muy positivo. El problema es que como estamos evaluando, como bien decían, el último periodo de vida y estamos haciendo un corte de caja de hoy a lo que queda, pues ya no paga el mantenimiento ni los gastos de operación lo que ya tenemos como flujo de efectivo que es muy poco. Tendríamos que hacer entonces la evaluación concurrente desde el inicio, traerlo al presente y saber la rentabilidad exactamente de cómo había sido el proyecto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien, si no hay más comentarios. ¿Hay algún otro comentario? Sí.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Perdón. También lo que es importante resaltar son los factores de recuperación. Están cerca del 50% las recuperaciones finales y los que traemos ahorita ya andan del 47%,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

48%. Entonces creo que también son factores de recuperación muy buenos. ¿No?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, porque es gas. En gas esos son factores de recuperaciones de ese tipo. ¿No?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES.- Sí. El condensado igual anda en 45% más o menos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pregunto a los Comisionados si tienen algún comentario. ¿No? Si no hay más comentarios, pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.15.001/19

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-0210-M-Campo May.

ACUERDO CNH.15.002/19

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, y XXVII, y 38 fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 último párrafo de la Ley de Hidrocarburos, y 13 fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0210-M-Campo May.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.- Asuntos para conocimiento

En esta ocasión no hubo asuntos para conocimiento.

IV.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 17:40 horas del día 2 de diciembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Quinta Sesión Ordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo

para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019