



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### DÉCIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:05 horas del día 17 de marzo del año 2020, 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 y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta, con el objeto de celebrar la Décima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0211/2020, de fecha 11 de marzo de 2020, 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.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario Ejecutivo 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 correspondiente a la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz.
- 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 correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.
- II.3 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 correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A20/2016.
- II.5 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía sobre la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín.

### 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 correspondiente a la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Sergio Pimentel Vargas, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al maestro Horacio Andrés Ortega Benavides de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

“MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenos días, Comisionados, buenos días a todos. El día de hoy tenemos para su consideración la Asignación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz, presentado por Pemex Exploración y Producción. La que sigue por favor. Esta es la relación cronológica. El Plan fue presentado el 20 de diciembre de 2019 por el operador, quien es Pemex Exploración y Producción, quien atendió las prevenciones y las aclaraciones el 31 de enero y el día de hoy se está presentando ante este Órgano de Gobierno. La duración total del proceso fue de 38 días hábiles de los cuales 20 corresponden al operador, 18 a esta Comisión en un 53% Y 47% respectivamente. La que sigue por favor.

Las generalidades de la Asignación. Tiene un área de 47.7 kilómetros cuadrados, se ubica a 22 kilómetros al noroeste de Tierra Blanca del estado de Veracruz. La fecha de la emisión del título es de el 13 de agosto del 2014, tiene una vigencia de 20 años. Es de extracción. La profundidad media alrededor anda de los 2 mil 870 metros, tiene 30 pozos perforados de los cuales 29 se encuentran en... las 23 perdón, 29 en la Asignación Perdiz y uno en... 29 en el campo Perdiz y uno en Aral. En las formaciones para extraer tiene lo que es el Plioceno Inferior, el Mioceno Medio, el Eoceno Superior Medio Inferior, y la mayoría de los pozos se encuentran en lo que es Eoceno Medio. El API está entre 13 y 22 API y a nivel nacional tiene el número 102 de la producción de Hidrocarburos. La que sigue por favor.

Las etapas del desarrollo del campo. Este campo fue descubierto en 2001 sin embargo hasta 2004 inició el desarrollo en la arena 20, en el Mioceno medio 20. Después, en la etapa 2, se incrementa lo que es la terminación de pozos exploratorios, por ahí Chubencillo-



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

1 en diferentes arenas lo que fue en Mioceno 5 EM-3 y en lo que es 2014 entra a lo que es el Mioceno Medio 55. En esta etapa alcanza su máxima producción que son 4,300 barriles, sin embargo también alcanza una un alto corte de agua que es alrededor del 80% con 5 mil 200 barriles de agua. En la etapa 3 inicia la operación de lo que son los sistemas artificiales de producción principalmente el bombeo mecánico, alguna inyección de químicos a pozos y actualmente tiene 13 pozos operando, 10 de los cuales son fluyentes y 3 operan con lo que es el bombeo mecánico. La que sigue por favor.

En la justificación al Plan, a la modificación al Plan, el número de pozos a perforar tiene 3, va a perforar 3 pozos menos en relación a los 8 que proponía en el Plan inicial de Ronda Cero y el volumen a producir de hidrocarburos en un año también sufre variación, esto es por el alto corte de agua que han tenido los pozos y la disminución de la reserva y el factor de recuperación del campo. La que sigue por favor.

El operador Plantea dos alternativas. La alternativa 1 no considera perforaciones, tiene un a menor actividad física y un menor volumen a recuperar y se destaca porque su VPN entre su VPI tiene, después de impuestos, tiene indicadores negativos. En la alternativa 2 él propone 3 perforaciones, 4 terminaciones. Necesita una mayor inversión esto es 87.27 millones de dólares y un gasto de operación de 12.1 millones de dólares. El volumen a recuperar en la alternativa es de 3.41 millones de barriles y de 4.22 millones, miles de millones de pies cúbicos de gas y el VPN/VPI después de impuestos es de .01 dólar por dólar. La que sigue por favor.

Los que es la producción de aceite; aquí sí podemos ver lo que es el pronóstico de las dos o la comparación de las dos alternativas. La alternativa en color verde oscuro es la alternativa ganadora, la alternativa 2. La alternativa 1 está en línea punteada, donde se puede ver que a la vigencia de la Asignación el operador recupera 3.33 millones de barriles con la perforación de 3 pozos, 9 reparaciones mayores y 123 reparaciones menores. La que sigue por favor.

En lo que es la alternativa para gas, las dos alternativas para gas; tenemos que en la alternativa propuesta por el operador se tienen 4.14 miles de millones de pies cúbicos a la vigencia de la



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Asignación. Considera lo que habíamos comentado, los 3 pozos, las nuevas reparaciones mayores, las 123 reparaciones menores y adicional a esto también tiene 29 taponamientos y 24 ductos y 2 desmantelamientos de infraestructura. La que sigue por favor.

Aquí podemos ver el alcance del Plan de Desarrollo de la alternativa ganadora, de la cual el operador propone, como ya habíamos comentado, extraer 3.33 millones de barriles, 4.14 de miles de millones de pies cúbicos de gas a la vigencia de la Asignación y al límite económico 3.41 millones de barriles y 4.22 miles de millones de pies cúbicos. Pretende realizar 3 perforaciones, 4 terminaciones, 9 reparaciones mayores, 118 reparaciones menores y 25 taponamientos a la vigencia de la Asignación. Invirtiendo un costo total de 90.65 millones de dólares, de los cuales 77.67 es de inversión y 11.85 es gasto de operación con 1.13 de otros egresos.

En lo que se refiere al programa de aprovechamiento de gas natural no sufre modificación y sigue vigente la resolución del 2018 y a la medición de hidrocarburos de igual manera no sufre modificación y sigue vigente la resolución del 2017. La que sigue por favor.

Aquí podemos ver la comparación del Plan vigente contra la modificación propuesta. Podemos ver que en lo que es el pronóstico de aceite en el Plan vigente el operador a la vigencia, al límite económico la Asignación que era 2040 pretendía recuperar 6.58 millones de barriles. Actualmente ha recuperado 2 millones de barriles, teniendo una diferencia de -4.58 y en este nuevo Plan de Desarrollo pretende recuperar 3.41 millones de barriles porque todavía estaría con una diferencia de -1.17 con respecto al Plan vigente. En lo que se refiere al gas, el operador pretendía recuperar 3.76 a la vigencia de la Asignación. Actualmente tiene 3.69 con una diferencia de -.07 pero en este Plan pretende recuperar 4.22 millones, es decir 4.15 millones de pies cúbicos adicionales a lo que pretendía recuperar en el Plan de Ronda Cero. La que sigue por favor.

En lo que es el programa de aprovechamiento de gas este fue analizado por esta Comisión y se concluye que no considera actualización. La que sigue por favor. En lo que se refiere a la medición de hidrocarburos tenemos lo que es la Asignación

f

C  
R

AK



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Perdiz medición operacional a boca de pozo, con medidor Coriolis para el aceite y placa de orificio para el gas. De ahí sigue su flujo hacia la batería de separación Perdiz donde se une con la corriente de Ixachi de alta presión. Ahí tenemos medición Coriolis, medición de referencia. Y después para el gas sale a la hasta la que es la estación de medición y control Playuela, donde tenemos medidores ultrasónicos en lo que es la medición fiscal y para lo que es el aceite hacia la estación de medición Papán también con medidor ultrasónico. La que sigue por favor.

En la comparación del Plan vigente contra la propuesta en lo que se refiere de inversión tenemos que el Plan vigente iban a gastar 111.5 millones, han gastado 44, han dejado de gastar por 67.5 millones y en este Plan el operador pretende ejercer una inversión de 87.3 millones, es decir 20.2 millones adicionales a lo que tenía en Ronda Cero. Aquí podemos ver la descripción de la comparación de lo de lo que es Plan vigente contra la propuesta, donde quedarían a deber 3 pozos este adicionales. En la cuestión de perforación y terminación, harían 7 reparaciones mayores más y 43 reparaciones menores. La que sigue por favor.

En lo que es el costo total del proyecto, el operador pretende ejercer una inversión de 94.2 millones de dólares, de los cuales el 57.9% corresponde a producción el 34.9% a desarrollo, el 5.9% a actividades de abandono y el 1.2% a actividades de otros egresos. La que sigue de favor.

Como recomendaciones tenemos que en la en la cuestión de yacimiento que la información adquirida de los nuevos pozos, estos pozos que van a perforar, permitirá actualizar el modelo estático y dinámico de los yacimientos para disminuir lo que es la incertidumbre de las reservas a recuperar en el escenario propuesto. Esto principalmente en la arena 30 que es donde van todos los pozos. En lo que es seguimiento y monitoreo, tenemos lo que es la información y producción de agua para implementar acciones oportunas. Esto ya, como vimos, ya se les tuvieron altos cortes de agua en los pozos, se disminuyó el agua y pues la idea es aquí identificar bien los contactos para poder optimizar la producción de los nuevos pozos. En lo que se refiere a producción de la productividad de pozos hay que determinar los estranguladores óptimos y tratar de producir estos por los gastos críticos para evitar conificación de agua. Optimizar sus unidades



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

de bombeo mecánico. Y pues estamos aquí recomendando visualizar a corto plazo volver a diversificar algunos sistemas artificiales dado que todavía tienen 10 pozos fluyentes, más los pozos que van a perforar y a como están las condiciones del campo, muy a mediano plazo van a necesitar la optimización de un sistema de otro tipo de sistema artificial para poder cumplir con la rentabilidad del proyecto. En lo que es los tiempos y los costos de los nuevos pozos estos nos permitirán, les permitirán garantizar la rentabilidad del proyecto, principalmente en el desfase de actividades. Ya que pues si podemos ver que el proyecto está en condiciones muy de rentabilidad muy críticas ¿no? En lo que es este la parte de las lecciones aprendidas: tomar experiencias que se tienen en estos campos y en otros campo análogos, en este tipo de yacimientos de arena, para evitar la irrupción de agua y la rápida declinación de los nuevos pozos. La que sigue por favor.

Este análisis se hizo en el cumplimiento de la normatividad aplicable en lo que es el cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, el cumplimiento de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamiento de Planes, Lineamientos Técnicos en Materia de Medición y las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de gas. La que sigue por favor.

Derivado del análisis presentado, se propone el dictamen técnico en sentido favorable respecto a la modificación del Plan de Desarrollo para la extracción asociado a la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz, 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 apruebe una modificación. Bueno, esto es todo lo que traemos, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, maestro Ortega. Pregunto a los Comisionados ¿algún comentario? Doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Oye, a mí me preocupa mucho la rentabilidad del proyecto. O sea si te vas aquí hacia la página a donde está, 5, ah no, donde viene la producción. Una anterior. Otra más, otra más. No, no, es la tres pero se la saltaron. Ahí está. El Plan de desarrollo que están



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

proponiendo va a producir 3.4 millones de barriles, entonces estamos hablando de no sé a qué precio está, a 40 dólares. Entonces van a ingresarse 130 millones de dólares de la producción. Sin embargo a la hora en que se ven los del Plan de inversión la que ¿dónde está? Costo total, que es la número 14. Se van a invertir 94 millones de dólares. Entonces, la diferencia entre los dos es al rededor de 30 millones de dólares, pero esto es antes de impuestos y además la producción de esa hay que deflactarla porque obviamente sucede a lo largo de los próximos 20 años. Entonces cuando hiciéramos el valor presente neto del proyecto, no me queda claro si el proyecto es rentable.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Podemos ir a la diapositiva 22 por favor. Este... en principio, digamos, con el precio que nos otorga el asignatario y con el perfil de producción, el proyecto nos resulta positivo después de derechos y después de derechos e impuestos. Y como bien mencionó usted, doctor, la utilidad resulta sumamente marginal. De hecho una de las cosas que observamos en este campo es que, a diferencia de otros campos que ya están en extracción y que son marginales, este campo presenta un costo cercano a 24 dólares por barril de petróleo crudo equivalente. Entonces, digamos, esta evaluación que hicimos fue con la de el precio del contratista que nos ingresó que fue 55 dólares por barril en el caso del aceite y estamos utilizando el índice de referencia de gas de la CRE, que es de 3.5 dólares por 1000 pie cúbico. En este sentido bajo estas consideraciones sí estamos este viendo un proyecto rentable. No obstante, sí hay que mencionarlo, el perfil de producción que traen está atado a la 3P, digamos que contienen pues mucho mayor incertidumbre. Y es ahí por donde se hace la recomendación de que se hagan, digamos, de nuevo los modelos para poder reducir la incertidumbre de la extracción de estas reservas. Y por último ¿sí nos podríamos ir a la 25? por favor. Nosotros observamos, como le digo, que el campo traía costos de 24 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, haciendo un análisis de referencia en campos cercanos a Perdiz lo que observamos es que los costos en las demás asignaciones pues sí están muy por debajo de esta referencia ¿no? Añadiendo a que existen algunos casos, digamos extraordinarios, donde sí se ve este nivel de costos. Este nivel de costos más alto responde a la actividad incremental que están





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

haciendo, que se estarían yendo por la 3P, entonces es natural que haya este mayor costos en relación con otros campos. No obstante, sí estamos haciendo una recomendación al asignatario para que revisen los procesos para que este costo pueda, este campo pueda resultar lo más rentable posible. Dado que si continúan con la alternativa que es solamente hacer este trabajo si no nuevas perforaciones pues estarían viendo costos que no alcanzan a cubrir, que los ingresos no alcanzan a cubrir los costos de los proyectos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Un poco quizás en el mismo sentido. Los 3 pozos que van a perforar ¿es una zona de alta incertidumbre?

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Este no. Ahí tienen 2 pozos que van a la arena E-30. Ahí tienen pozos también produciendo, nada más que esta arena, como bien se comentaba en el Plan, es la única arena que tiene 3P.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto, o sea si es 3P es más alta incertidumbre.

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, pero tiene, o sea, tiene 1P, 2P y tiene la aprobada probable posible ¿no? Entonces ahí hay pozos que están operando. Ajá.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, pero o sea mi pregunta es que si esos pozos son de alta incertidumbre.

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Mmm no, porque ya tienen, están operando ahí pozos y el otro que está es de 580.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea ¿son pozos de relleno digamos? o ¿son pozos que están fuera del área del yacimiento?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, sí están haciendo hacia la parte del norte.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto son de alta incertidumbre.

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Hacia Ixachi, hacia el campo, hacia el 580-581.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, están fuera del área de Perdiz. O sea, está el yacimiento de Perdiz y el CER de 3P es que están fuera del área que han estado explotando y van a irse por la 3P que es de alta incertidumbre ¿no?

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, si lo quiere ver así.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es ¿no?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Perdón. Lo que comenta el asignatario es que esos pozos, si no mal recuerdo, es el 580 y el 581. Esa arena apenas la acaban de atravesar porque el campo Ixachi tiene sus pozos de desarrollo ahí y al estar perforando los pozos del campo Ixachi pues encontraron que también esas arenas son nuevas, nada mas que las tienen ahorita clasificadas como 3P. Sí es, bueno es este es un Plan que tiene cierto riesgo al irse a la reserva 3P, pero como son yacimientos del Terciario generalmente se desarrollan de esa forma, se van moviendo ellos a ciertos espaciamientos y van probando. Porque si no, también la situación que puede pasar ahí es que si no van a la 3P condenamos esos volúmenes.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, está correcto.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Ajá. Entonces los podríamos estar condenando. También aunando a lo que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

comentan sobre el costo de operación de la Asignación éste también se eleva porque esta Asignación tiene la batería Perdiz, que es donde de esta manejando también la producción de Ixachi. Algunas de las asignaciones que se están mostrando ahí no tienen infraestructura propia, si no que dependen de otras. Por eso es lo que hace que el gasto de operación de esta Asignación se incremente, ya que tiene su infraestructura propia y le da servicio también a otra.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digamos, de esos 3 pozos que yo considero que sí son de alta incertidumbre, o sea, a van a perforar uno y en caso que salga positivo perforarían los otros 2. En caso que no, supongo que.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Estarían este.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Claro. Y como lo comentaba, como es reserva 3P y estamos yendo a arenas terciarias generalmente esa incertidumbre se va reduciendo conforme se va perforando los pozos, pero también pueden dar oportunidad, con la toma de información, de que las arenas pudieran tener una extensión mayor. Entonces eso es lo que tiene el Terciario y sobre todo allá en Veracruz, que los pozos de desarrollo de la 3P tienen también como una componente exploratoria todavía ¿no? porque las arenas, como recordamos del Plioceno y del Mioceno, pues siempre son muy erráticas ¿no? Entonces, el no perforar puede ser que estemos condenando o que destinemos a que esas áreas sean exploradas con otro tipo de pozos, que es exploratorio y pudiera resultar más costoso. Entonces esa es la estrategia que nos presentan ellos.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, y tengo la pregunta es, aquí dice que hay 23 pozos en desarrollo, de desarrollo en este momento, o sea ¿todos están no están taponados o hay algunos ya taponados?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, sí hay. De hecho nada más son 13 que están operando.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿3?

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- 13. 13 que están operando.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Entonces cuáles son los que van a taponar? ¿Por qué dice que van a ser 25?

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí son 13 que están, hay unos que están... de los 30 que están no todos están taponados. Van a taponar los 13 que están productores, más los 3 que van a perforar, más los otros 9 ¿no? que están sin taponarse.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, digamos que no... la mayoría no están taponados entonces.

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, están cerrados. Es que hay muchos que invadidos de agua. Están cerrados.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces nada más hay uno taponado de los que están. OK.

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Exactamente. Lo que comentaba ahí de la arena 30, de hecho ahí son 3 pozos que están produciendo ahí, que es el 9, 19 y el 531 que son, van a esa misma arena.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No hay ningún mapa estructural? ¿No sabemos?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Van a esa misma arena, pero nada mas que, como comenta usted, van hacia el otro lado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo en la lámina 13 tenía una duda. Los 44 millones que aparecen en la tabla superior ¿esos ya se invirtieron?

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, sí, sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y faltan los 87 ¿correcto?

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Eso es lo que esta propuesto para el nuevo Plan.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Como nuevo, extra. Entonces la inversión sería, se terminaría yendo a 130 en total.

MAESTRO HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, 20 millones más que lo que teníamos programado hacer.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- 20 millones más. Entonces lo que dijo el Doctor Moreira todavía es más, toma más relevancia porque se acerca más a la cifra este de producción, dependiendo del valor del precio del petróleo ¿no? ¿Qué precio? ¿Qué valor están considerando en el cálculo?.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- En el precio traemos 55 que era el precio de diciembre 2019 justamente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- 55 en todo el tiempo como promedio. Y con eso da la rentabilidad. ¿De cuánto da el factor?.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí ¿nos podemos ir a la 6? Hay 2. La evaluación que ellos están presentando, en la lámina 6, es con el precio que comenta la parte de evaluación



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

económica, pero sí podemos ver ahí que el escenario en el VPN después de impuestos pues sí está marginal.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está muy marginal.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Está muy marginal. Sin embargo, el precio que toman de 59 dólares por barril, lo que comentan también dentro del documento, que es el vector de precios promedio para toda la vigencia, pero ese es como es PEMEX se los fija Hacienda, entonces agarraron ese, entonces no lo hacen fluctuar. Entonces, no sé si quieras comentar algo adicional, Jorge.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, no. En ese sentido, digo, repetir lo del campo trae costos de 23 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, lo que quiere decir que el proyecto a niveles a abajo de 25, 24 no sería rentable ni siquiera la ejecución del proyecto. Si ya nos metemos al pago de derechos y de impuestos, de hecho, estamos a niveles de 50 dólares por barril, por debajo de 50 dólares por barril el proyecto ya ni siquiera sería rentable.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, bueno. Pero trae dices 23, pero la inversión que está considerada son los cuarenta y ¿cuánto quedamos que era?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- 44.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Los 44 más los 87, este, pues ya estamos hablando que dan 131.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Y la producción era de cuatro punto qué? ¿De entrada?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- La producción siguiente esperada es de 3.3.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- 3.41

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Les da como 30 dólares ¿no? de 23 el costo.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Ah, si consideramos los históricos daría más, pero hay que considerar también la producción histórica.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- La histórica. Correcto.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Entonces si estamos en el rango de los 23-22.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, sí, sí, si tomamos en cuenta el pasado, sí.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún otro comentario? Adelante, doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me preocupó el precio del petróleo es una cosa enormemente variable. Entonces, el tomar un dato tiene sus riesgos, entonces en realidad lo que se hace es un estimado de los próximos 20 años. Entonces, se trata de un petróleo que no es ligero, y si ves aquí los grados API pues están realmente, digamos, pesados. Entonces un precio de cincuenta y ¿qué dijiste? ¿Nueve dólares por barril?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- 59.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Cincuenta y qué?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Nueve.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- 59 dólares por barril para el petróleo pesado, yo no creo que se haya alcanzado eso muchas veces en los últimos 10 años. Entonces, yo no sé si valdría la pena investigar a nivel internacional qué valores se esperan para el West Texas y hacer un cálculo para el petróleo pesado mexicano. Porque si no, pues imagínate que el precio no resulta ser 59 si no 45, que no es un mal precio, el proyecto no va a tener rentabilidad positiva. Yo no sé si valdría la pena pedirles que estudiaran el proyecto y nosotros, a nuestra vez, ver las proyecciones internacionales de los precios, a sabiendas de que son proyecciones y que ahí puede haber mucha variabilidad.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- No, y como les comentaba, este precio que están tomando, digamos, el inicial que toman como referencia es de 55 dólares por barril de AC. En ese sentido, si nos vamos, remontamos a los precios de la mezcla mexicana de diciembre 2019, la mezcla mexicana estaba a 54 dólares por barril en ese mes, diciembre 2019. Entonces, en ese sentido, las proyecciones que hizo PEMEX para todos los precios y en los nuevos Planes de Desarrollo que estaban presentando, como bien dice Francisco, están considerando, digamos, la parte de finanzas de PEMEX, que los valida la Secretaría de Hacienda ¿no? los perfiles. Entonces, vamos, mi recomendación sería de continuar esta tendencia a la baja de los precios si podríamos en conjunto con el asignatario y los contratistas, replantear nuevos vectores de precios y en función de los futuros que se observan actualmente en el mercado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. De no haber mas comentarios, pido al Secretario Ejecutivo de lectura a 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.14.001/2020**

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 correspondiente a la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz.

## **ACUERDO CNH.E.14.001/2020**

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-0269-M-Campo Perdiz.

### **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 correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Samuel Isaí Velázquez Paredes de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

"INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Buenos días, Comisionada, Comisionados. Bueno, iniciamos con la relación cronológica. Tenemos que la presentación de la modificación del Plan de Desarrollo, se dio el 20 de diciembre de 2019, lo cual derivó en que la Comisión realizara las prevenciones. El operador solicitó una prórroga para tener las prevenciones y una vez que se ha tenido las prevenciones, pues los citamos a comparecer. Y eso derivó en algunos alcances de información lo cual nos trae al día de hoy a la presentación de Órgano de Gobierno.

Las generalidades de la Asignación, se tiene que la Asignación se encuentra dentro del municipio de Centla, en el estado de Tabasco. La profundidad promedio varía entre los 5 mil 500 y 6 mil 500 metros verticales. Tiene 22 este pozos productores, que diga, perforados en la Asignación. Esta cifra se incrementará a 23 dado que se encuentran perforando un pozo respecto al Plan vigente. Los yacimientos son Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano. El tipo de fluido es gas y condensado de 45 grados API. Y se tiene que a enero de 2020 esta Asignación reportaba, se reportaba en noveno lugar a nivel nacional en la producción de gas.

Aquí tenemos el desarrollo del campo. Se tiene que para la primera etapa, que va de 1991 a 1998, se inició la explotación del KM. Esto con 2 pozos de desarrollo. Esto es para la etapa 2, se tiene que el de 1998 a 2008 se empezó a explotar el JSK Bloque 2 y con un pozo exploratorio. Y para la etapa 3, que va de 2008 a 2014, se intensifica el desarrollo en el JSK con la perforación de 8 pozos. Para la etapa 4, que va de 2014 a 2019, se tiene que se alcanzó la producción máxima en junio de 2016 y de ahí comienza la declinación debido al flujo fraccional de agua y al abatimiento de la presión. La siguiente.

Existen dos variaciones dentro de la modificación del Plan de desarrollo. Una es el incremento de la inversión, esto es cercano al 88%. Y también se tiene el incremento de los hidrocarburos a producir en un año. Este incremento es mayor al 30%. El operador presenta tres alternativas de desarrollo. La alternativa 1 son reparaciones mayores. Estas reparaciones son cambios de intervalo que van del Jurásico Superior Bloque II al Cretácico



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Medio Bloque II. Para la alternativa 2 se presenta una perforación y 2 reparaciones mayores, estas con objetivo del Cretácico Medio las cuales se realizarán una vez que se agote la reserva del JSK. Para la alternativa 3 se tienen 3 perforaciones y 2 reparaciones mayores. Estas igual con objetivo al Cretácico Medio Bloque II, las cuales se realizarán una vez que se agote la reserva del JSK Bloque II.

Para la alternativa 1 tenemos que se presenta una menor inversión, un mayor volumen de hidrocarburos a recuperar y los indicadores económicos son este mejores para la alternativa 1.

Aquí se presentan los pronósticos de producción para las tres alternativas y se observa que para la alternativa 1 el volumen a recuperar es mayor con 15.1 mil millones de barriles. Para la producción de gas, los pronósticos de producción de se presentan que el volumen a recuperar en la alternativa 1 también es mayor con 93.5 miles de millones de pies cúbicos. Observamos que el volumen a recuperar va de abril de 2020 a 2034. El costo total del proyecto es de 280.15 millones de dólares. Las disposiciones de aprovechamiento no le son aplicables, dado que es un gas natural no asociado y se proponen los puntos de medición.

Aquí se tiene la comparativa respecto del Plan vigente con la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo y podemos observar que el volumen a recuperar para el condensado es mayor que lo que lo que se tenía propuesto en el Plan vigente. Y en el Plan vigente se tenía esperado recuperar 16.1 millones de barriles y actualmente eso ya se recuperó y más y actualmente se Planea recuperar 15.1 millones de barriles. Para la parte del gas; igual podemos observar que el volumen a recuperar es mayor a lo que se tenía aprobado en el Plan vigente. Se tenía aprobado 97.1 miles de millones de pies cúbicos, lo cual ya se alcanzó y ahorita se esta proponiendo recuperar 93.5 miles de millones de pies cúbicos.

Respecto a la medición de los hidrocarburos se tiene que la mezcla de hidrocarburos del campo Tizón pasa a la Batería de Separación Luna. Ahí se hace la separación del gas y de la Batería de Separación Luna pasa a la Batería de Separación Oxiacaque y a la Batería de Separación Íride. Aquí tenemos que la medición se hace de referencia. Aquí va la mezcla de condensados con agua y una vez que se hace la medición de referencia pasa al centro de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

almacenamiento y bombeo Cunduacán, lo cual ahí se hace la separación del agua y se hace la medición de transferencia y esta pasa a Palomas en donde se hace la medición fiscal. Respecto al gas, pasa a la compresora Cunduacán 1 y 2 en donde se hace la medición de transferencia y de esto pasa al Centro de Proceso Cactus y Centro de Proceso Nuevo Pemex en donde se hace la medición fiscal.

Aquí tenemos el comparativo de la inversión respecto al Plan vigente con lo que se tiene propuesto en la modificación y se puede observar que en el Plan vigente se tenía aprobados 112.6 millones de dólares y actualmente se propone una inversión de 117.9 millones de dólares. Como bien comentamos hace un momento, el costo total es de 280.15 millones de dólares. Esto se deriva en tres actividades que es desarrollo, producción y abandono. De la producción tenemos que es el 87.41%. El desarrollo el 7.29%. Para el abandono 2.80% y otros egresos 2.51%.

Se hizo la evaluación económica y se observó que en los indicadores económicos se tiene 350.39 millones de dólares de VPN, de VPI 81.87 y de VPN/VPI de 4.28 y la relación beneficio-costos de 1.75. Esta evaluación económica se hizo tomando en cuenta el valor fiscal que presenta en este caso PEP. También se realizó una evaluación económica en donde el valor fiscal es 0 y aún así sigue dando positivo.

Las recomendaciones son: adquirir muestras representativas de los fluidos de los yacimientos del Cretácico para su correcta clasificación, realizar estudios PVT y reinterpretar otros existentes. Adquirir información dinámica para evaluar las formaciones productoras, desarrollar estudios integrales que permitan actualizar las conceptualizaciones a nivel sectorial y de pozos en los yacimientos. Conforme se obtengan los resultados de las actividades de producción, se deberán actualizar los volúmenes originales y de reservas que se estiman para el yacimiento KM Bloque II. Y llevar un monitoreo respecto del flujo fraccional de agua para tomar acciones oportunas para evitar la irrupción abrupta.

Se da cumplimiento a la normatividad aplicable a la Ley de Hidrocarburos, a la Ley de los Órganos Coordinados en Materia



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Energética, a los lineamientos de Planes y las disposiciones de aprovechamiento de gas no le aplican.

Derivado del análisis presentado, se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón presentado por Pemex Exploración y Producción. Así mismo de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que se concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe una modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, ingeniero Velázquez. Doctor Moreira ¿comentario?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Oye estoy aquí un poquito confundido. Si van a la página 16, 14 perdón. La página 14. En la página 14 el precio de condensados se esta poniendo a 42 dólares por barril de condensado. El condensado siempre es más caro que el petróleo, entonces en términos generales es un petróleo muy ligero y muy deseado. Entonces al otro le habíamos puesto un precio de 55 cuando era un petróleo pesado y a este 42 cuando es un petróleo ligero. Algo no, no está bien. Ahora yo entiendo que esto es CNH y no PEMEX. Entonces si viéramos la evaluación de PEMEX ¿cómo se vería?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- La evaluación de PEMEX traía un precio del condensado de 70 dólares por barril de condensado. En ese sentido lo que nosotros hicimos es hacer un ajuste para el precio de condensados para que reflejara un poco mas el precio de comercialización del condensado. Si nosotros nos vamos a los datos del Fondo Mexicano del Petróleo, el condensado anduvo por los 40 durante el 2019 y no a los 70, digamos, que se estaría esperando únicamente considerando el poder calorífico del hidrocarburo. Entonces, en ese sentido, nosotros lo que hicimos es utilizar la fórmula que publica la Secretaría de Hacienda en el Reporte Anual para derechos y Contraprestaciones. Utilizamos ese precio de igual manera que lo hacemos para el caso del índice de referencia del gas natural ¿no?. Entonces en ese sentido, haciendo nosotros la evaluación, también nos sale positivo. No obstante, en los números de PEMEX antes de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

impuestos están por arriba de los mil millones de dólares y nosotros digamos caemos a los 600 millones de dólares antes de impuestos ¿no? Digamos, el sentido de la evaluación no cambia, lo que sí cambia son los precios que utilizamos.

CCOMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No. Esta es una muy buena noticia. Ese es un pozo muy muy exitoso, bueno un campo muy muy exitoso. Es un programa que se está adaptando por ser muy bueno para adaptarse a las buenas noticias, entonces en ese sentido, está muy bien todo esto. A mí lo que me hace un poquito de ruido es estar cambiando precios si lo que vamos a hacer es lo que está aquí, que se me hace mejor que ver los precios que reporta el Fondo Mexicano de Petróleo lo que realmente se comercializó en promedio, deberíamos haber hecho lo mismo en el otro.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- No, que lo hacemos, dado que tenemos la referencia de 2019, que fueron 54 dólares por barril, en ese sentido hacemos el contraste de la realidad versus el precio, por ejemplo, en este caso de los condensados y del gas. Que lo estamos reflejando también conforme a las condiciones de mercado actualmente. Digo, de todas maneras podemos incluir un análisis más preciso de los precios para decir exactamente cuáles van a ser las consideraciones que vamos a tomar.

CCOMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Porque vean esto, vean en este caso valor presente neto sobre valor presente de la inversión. Da 4.28, o sea, es un, datos muy muy buenos. Entonces es un uso muy efectivo de los recursos del Estado. Vamos a tener una rentabilidad muy grande comparado con el otro. Es la duda que yo tengo.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Que en este caso lo que ayuda también para la rentabilidad del campo es que este caso estamos tomando el régimen de asignaciones pero no para terrestres si no para gas no asociado y la principal diferencia que tiene con el anterior es que tienen un límite de recuperación de costos del 80% respecto al campo Perdiz que tenía un límite de recuperación de costos del 12.5%. En ese sentido hay un incremento grande en rentabilidad.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

CCOMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-  
Gracias.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es importante mencionar que este Plan, lo que está tratando también de regularizar el asignatario, es que de la Ronda Cero lo documentaron como aceite. Cuando leímos el documento desde el inicio de Ronda Cero en sus análisis de fluidos, decía que se trataba de un yacimiento de gas y condensado, de gas no asociado. Sin embargo, había estado tributando como gas, digo como aceite, como lo comenta Jorge, con un límite de deducciones del 12.5 cuando en realidad por el tipo de fluido y la información técnica que nos presentó, pues es gas no asociado. Entonces tenía un límite de deducción mas alto. Y es lo que están tratando de regularizar también con la presentación de este Plano.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, doctora Alma.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Nos pueden comentar un poco entonces de las reservas y del volumen que van a recuperar y del factor de recuperación que tendría este yacimiento?

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ajá. Ahorita le damos el factor de recuperación esperado. Es, si no mal recuerdo, anda al rededor del 60% ahorita le damos el dato.

INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- 67.7% para el gas y 51.9% para el condensado

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Cuánto perdón?

INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- 51.9% para el condensado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Que ese porcentaje es común cuando estamos hablando de yacimientos de gas no asociado. El gas tiene altos factores de recuperación respecto al aceite. Eso también es un indicativo de que el tipo de fluido del yacimiento no es aceite, si no gas. Y la reserva que ellos tienen documentada y certificada del 2019 dice que es aceite. Sin embargo, en este proceso que esta ahorita llevándose a cabo para lo que es la certificación de los volúmenes del 2020, nosotros, haciendo este análisis y con la aprobación de este Plan, tendríamos que ir al proceso de certificación de reservas para que de forma correcta lo que tengan que certificar ellos sea gas, no aceite.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, pero ahorita digamos vamos en paralelo la aprobación del Plan con lo que sería su documentación y certificación de la reserva.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comentario, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. Pues yo tengo varios, pues vamos a empezar por la parte económica. Y bueno lo que nos presentaron es la opción donde no se perforaran pozos, pero sin embargo en la lámina 13 me parece ser, a ver la 13. Hay una perforación de pozos que ahí hay un aviso en donde se dice que esa perforación, la 13, sí, está bien. 20.42 millones de dólares y ahí hay un llamado la "A" que está abajo explicado y dice que pues que es una deuda que tiene PEMEX de la perforación y terminación del pozo Tizón 238 y entonces por eso lo ponen ahí. Cuando se hace el análisis económico ¿en qué posición del tiempo se considera? ¿Al tiempo cero? ¿o dentro de 2 meses que van a pagar el pozo? ¿cuándo? ¿cómo se hace el análisis económico? porque ahí dice que se pueden tardar hasta 180 días por cada contrato. Entonces ¿cómo lo consideró la CNH cuando hizo el análisis de rentabilidad?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Es una deuda, no se si tenga algún cargo por tanto tiempo de no pagar y si no es así ¿a qué tiempo se pone ese dinero? porque finalmente todo tiene un costo financiero, no es lo mismo ponerlo dentro de 6 meses, que serán 180 días, a ponerlo al tiempo cero, para calcular el valor presente neto. ¿Cómo lo hicieron?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- En el caso particular de la evaluación económica que hacemos para asignaciones, los modelos son anuales, entonces estamos considerando que para 2020 se va a ejercer estos costos de 20.5.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero en qué momento del 2020?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- En, digamos, durante todo el año. Como el modelo se agrega anualmente y no mensualmente se pone el costo, digamos, dentro de 2020. Si hiciéramos el espaciado mensual lo pondríamos, digamos, dentro de los primeros 180 días del año.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Es que realmente sí pesa mucho ¿no? pagar 20 millones de dólares.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- En este momento.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En enero de 2020, que ya pasó, a pagar en diciembre. Esto tiene un costo financiero muy importante para el proyecto. Puede ser negativo o positivo.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, digamos considerando la tasa de descuento del 10% de pasarlo de enero a diciembre pues sí sería un 10% adicional de costo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son dos millones de dólares.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Exacto.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, ese entonces es un primer comentario. El otro es los precios de los hidrocarburos. Los precios de los hidrocarburos no necesariamente tienen que reflejar el día de hoy. Tienen que reflejar un promedio, que nadie sabe cuál va a ser, durante toda la vida del proyecto, esa es una puntualización. Y la tercera me llama mucho la atención que en las conclusiones ahora no pusimos nada que tenga que ver con la cuestión de recuperar pues todos los condensados que se quedaron en el yacimiento. Porque si es un yacimiento de gas y condensado y seguramente que ya estamos abajo en la presión de rocío, pues tenemos ahí una buena parte. ¿Cómo está? ¿Cuál es la presión de rocío que tenemos? ¿Y qué se va a hacer para recuperar los condensados que están en el medio poroso?

INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Actualmente la presión de rocío todavía no se alcanza. Se hizo el análisis y al parecer se alcanza hasta 2028. Entonces, actualmente no se alcanza.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y ¿qué se va a hacer en 2028? ¿Qué es lo que proponemos?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Ahí a lo mejor lo que faltó, también, fue comentar de desde el inicio que estamos hablando de un yacimiento de alta presión y alta temperatura. Entonces, por eso tienen ellos hasta el 2028 estimado que pudiera caer por abajo de la presión de rocío. Ellos, dentro de lo que les obliga el lineamiento para recuperación mejorada presentaron su escrutinio. La situación que tenemos ahorita es que, digamos, son yacimientos que están en el límite técnico porque inyectar arriba, inyectar algún tipo de fluido o algún tipo de o tratar de implementar algún proceso de recuperación adicional por las condiciones tan altas de presión y temperatura resulta costoso y no hay ahorita un material que pueda aguantar. ¿Cuánto es la temperatura? debe de estar como arriba de los 150 grados centígrados. Entonces, por esa situación ellos hicieron su escrutinio. Si va comportándose la presión de otra forma y caen más abruptamente a lo mejor pudiera que se vuelva hacer como lo requieren los lineamientos de recuperación mejorada o



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

secundaria, vuelvan hacer su escrutinio para ver dentro del límite técnico qué podrían implementar ellos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque la entrada entonces no va a ser suficiente como para compensar el vaciamiento. Si para 2028 ya tienen el pronóstico que la presión va a caer abajo de la presión de rocío. Entonces no es tan potente el acuífero. Además traen problemas también de producción de agua, eso fue lo también comentaron.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, también por eso se le recomienda hacer algunos tratamientos para tratar de evitar que siga entrando de forma acelerada el agua.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bajar los gastos de producción, alejarlos, las terminaciones del acuífero etc. etc. OK, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- En la lámina 13. También, que ya pusieron, quería ver si podrían desglosar los costos que vienen en general, porque son el 75% de los costos totales y sólo vienen puestos como en general ¿no?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Correcto. En la diapositiva 21, si podríamos pasar, por favor. Aquí viene el desglose de la actividad general. Principalmente aquí estamos hablando de 106 millones de dólares correspondientes a lo que es administración, gestión de actividades y gastos generales. ¿Qué quiere decir esto? gastos operativos del proyecto. Después viene la compra de gas por 50 millones y finalmente las compras inter-organismos. Entonces pero principalmente está acotado a lo que es gastos de operación dentro del campo. Recordar, digamos, que dentro del universo de este campo que son un costo total de 286 millones de dólares, 280 millones de dólares. La producción está cerca de los 40 millones de petróleo crudo equivalente. Por lo tanto estamos hablando de cerca de 7-8 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, por lo tanto estaría como en referencias de un campo que ya está en las fases finales de extracción. Pero en términos del gasto general es simplemente

(7)



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

gasto operativo que están haciendo y de compras inter-organismos y gasto operativo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gasto operativo. Está bien. ¿Algún otro comentario, Comisionados?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me llama la atención la compra de gas.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, correcto. Lo que observamos ahí es para digamos, para los procesos que llevan internamente dentro de las asignaciones. Se hace la adquisición de gas pero este gas también se comercializa. Entonces tanto entra en los costos como en los ingresos. Es un yacimiento de gas, pero para los procesos de bombeo también se utiliza en las asignaciones.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Se utiliza como lo que le llaman ellos "empaques de los ductos" ¿no? Cuando van a hacer alguna actividad de mantenimiento y también comentan que parte de ese gas que se está comprando es gas seco. Lo utilizan ellos como combustible.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 50 millones de dólares es mucho dinero en gas.

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Sí, de hecho el gas no asociado este campo tiene una parte de gas transferido que es el que se pone a venta también. Y esto lo vemos en todas las asignaciones, que hay con compras inter-organismos y compras de gas también entre cada una de las asignaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Y en los ingresos también lo reflejan?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- En los ingresos se refleja también.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Lo pone con el mismo valor o es mayor?

MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA, DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.- Es mayor debido a que se utiliza el precio de venta, no el precio de compra.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Para ahondar en el tema, perdón, dice que la mayoría del gas dice: es reparto operativo justifica el volumen de compra de gas para sellos, del que utilizan ellos, gas combustible es por el manejo de gas de la Asignación Tizón y tiene que pagar tiene que colaborar o entrar con su participación para todo lo que es la Estación de Compresión Cunduacán. Por eso han de estar utilizando en la Estación de Compresión bastante gas combustible también.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno. Si no hay otro comentario pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.14.002/2020**

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 correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

### **ACUERDO CNH.E.14.002/2020**

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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-0340-M-Campo Tizón.

### **II.3 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 correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra a la ingeniera Angélica Victoria Hernández, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

“INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Gracias. Buena tarde a todos. Este proceso inicia el 20 de diciembre de 2019 con la presentación de la modificación del Plan Desarrollo por parte de PEP. El último alcance de información que tuvimos fue el 4 de marzo del presente año. Ya con esta información completa es que estamos presentando ante este Órgano de Gobierno. De los 35 días hábiles con los que cuenta la Comisión para evaluar la modificación al Plan de Desarrollo se le atribuyen 16 a PEP y 19 a la Comisión. La Asignación se ubica a 160 kilómetros al sureste de la ciudad de Veracruz. Tiene un área de 21.973 kilómetros cuadrados. Es una Asignación de Extracción. Tiene una vigencia de 20 años a partir del 13 de agosto de 2014 que le fue otorgado el título a PEMEX. Los yacimientos de interés se encuentran en arenas del Mioceno Medio. Actualmente tiene 17 pozos perforados. El aceite



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

a producir es aceite negro de 28 grados API y gas húmedo. Este gas todavía no se encuentra en explotación. En cuanto al nivel de la producción ocupa el cuadragésimo lugar en producción de aceite. En esta lámina podemos observar las etapas de desarrollo. La primera corresponde al descubrimiento y al inicio de producción con 2 pozos en las arenas MM40 y MM20. En la etapa 2 se adicionan 9 pozos y se implementan sistemas artificiales de producción. En la etapa 3 se inicia a producir en las arenas MM36 y MM30. Aquí se adicionan 5 pozos. La modificación obedece a cambios principalmente en el número de pozos a perforar. En Plan vigente se tenían 18 pozos, real se hicieron 11 y en esta modificación se proponen 13, por lo que la diferencia es de 6 pozos adicionales. También hay un decremento de la inversión aprobada debido a la falta de ejercicio en los programas de desarrollo de Campos, Conservación y Mantenimiento de pozos. Otro de los puntos que se van a modificar es debido al volumen de hidrocarburos a producir en un año, ya que en el 2019 se produjo menos aceite del programado y para el caso del gas se produjo el doble. También en esta modificación se cambia el PAGNA ya que en Plan vigente se tenía gas asociado hasta 2050 y en este Plan el gas asociado es a 2034. Otro punto que cambia es el punto de medición fiscal ya que actualmente es la Estación de Medición y Control Cauchy y a partir de 2021 va a ser la Estación de Medición y Control Xcaanda. En cuanto a las alternativas el operador presentó estas dos, la primer alternativa es el escenario base, incluye 11 reparaciones mayores, 439 reparaciones menores. El volumen a recuperar de aceite es de 10.27 millones de barriles y el VPN después de impuestos es de 92.65 millones de dólares. Para la alternativa 2 se consideran 13 perforaciones y 11 reparaciones mayores. También 672 reparaciones menores. El volumen a recuperar de aceite es de 14.48 millones de barriles y el VPN después de impuestos es de 143.83 millones de dólares. Para llegar a esta alternativa el asignatario estuvo variando por yacimiento el VPN y el número de pozos. Entonces fue así que se determinó que el 13 era el número lo óptimo para esta Asignación.

En esta lámina podemos ver el comparativo de las alternativas: La alternativa 1 que es la alternativa base y la alternativa 2 que es la elegida. Y el volumen que se recupera es de 14.48 millones de barriles. En cuanto al gas podemos observar un cambio en el pronóstico de producción ya que a partir de 2031 se inicia a



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

producir en la arena de gas que es la MMGH. Por eso se ve este incremento en la producción de gas. El volumen a recuperar de gas es de 105.45 miles de millones de pies cúbicos. En cuanto al alcance del proyecto el volumen que se va a recuperar de 2020 a 2034 es de 14.48 millones de barriles de aceite y 75.69 miles de millones pies cúbicos de gas. La actividad que se va a realizar son 13 perforaciones, 11 reparaciones mayores y 672 reparaciones menores. El costo total a 2034 es de 385.7 millones de dólares. De esos 199.7 es inversión, 131 es gasto operativo y 54.8 corresponde a otros egresos. El PAGNA será modificado por el tiempo en que se va a producir el gas asociado y también se modifica la RGA. Otro de los puntos que se modifica es el punto de medición fiscal del gas. Esta lámina es ilustrativa, ya que el Plan vigente fue presentado diferente tiempo e incluye un horizonte diferente de producción, sin embargo, ponemos el comparativo de lo que se ha recuperado real a 2019 que es de 8.5 millones de barriles de aceite y 15.9 miles de millones de pies cúbicos de gas. Y también aquí mostramos el volumen que se va a recuperar en el Plan nuevo. La Asignación ha cumplido con el PAGNA desde 2016 ya que la mayor de este gas es transferido. Lo que modificamos aquí es el tiempo, ya que como expliqué anteriormente, en el Plan vigente el aceite y el gas asociado se iban hasta 2050 y ahora el aceite y gas asociado es hasta 2034. Después del 2034 al 2041 se tiene gas húmedo, que ya no le aplicarían en las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas. En Eltreinta no se tienen instalaciones de producción. La producción viaja en flujo multifásico hasta área de trampas Bedel, después se va a la batería de separación gasífero, donde es separado el aceite el gas y el agua. Para el caso del gas el punto de medición fiscal es la Estación de Medición y Control Cauchy. Para el caso del aceite es la Estación de Medición y Control Xcaanda. Para la segunda etapa lo que se modifica es el punto de medición fiscal de gas al punto Xcaanda, ya que ahí se van a adecuar el tren de medición para la parte gaseosa. En esta lámina presentamos la comparación del Plan vigente y el Plan modificado en cuanto a la inversión. En la línea roja podemos observar la inversión real ejercida y en las barras verdes observamos la inversión del Plan vigente. La línea azul representa la inversión del Plan modificado. A pesar de que existe un incremento en la inversión se está realizando mayor actividad de lo que se tenía en el Plan vigente, a excepción de las reparaciones





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

mayores, que como podemos observar en la tabla inferior disminuye en cuatro.

El costo total del proyecto es de 385 millones de dólares, de los cuales el 61% está enfocado a la producción, el 23% está enfocado al desarrollo, el 14.19% otros egresos y el 1.44% a las actividades de abandono. Les estamos realizando algunas recomendaciones a PEP. La primera es que analicen la factibilidad de realizar una prueba piloto de inyección de gas o de agua en la arena MM40 debido a las características del yacimiento y a la experiencia que tiene en formaciones similares. Esto se lo recomendamos ya que el asignatario ya ha documentado y ha presentado un escrutinio, entonces, pues les recomendamos que pasen a la acción aunque sea bloque por lo menos. También se le recomienda que adquieran registros de resonancia magnética para que identifiquen volúmenes de hidrocarburos, así como para ubicar zonas no barridas en los yacimientos. También les estamos recomendado que implementen y diversifiquen sistemas artificiales ya que actualmente implementaron el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico. Otra recomendación que les hicimos es que mantengan actualizado el modelo de yacimientos esto para que den mayor certidumbre a las localizaciones y al volumen que se va a recuperar en los siguientes pozos. La modificación al Plan cumple con la normatividad aplicable, que es la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Cumple con los lineamientos de Planes, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas natural asociado. Derivado de lo anterior se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación del Plan Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta 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 una modificación, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, ingeniera Victoria. ¿Comisionados? Doctora, Alma.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo, es la misma pregunta que la primera, del primer Plan. Van a perforar 13 pozos.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esos 13 pozos ¿en qué parte del yacimiento o de los yacimientos se van a ir? ¿Se van a ir sobre una reserva 3P? Se van a ir o sea, como no muestran ahorita y yo busqué inclusive unas láminas que hay adicionales, si se van a ir ¿por qué tipo de reserva? ¿Hay mayor incertidumbre? O sea ¿Cómo lo están considerando? ¿Van a tener menos volumen de lo que habían planeado? ¿Van a tener más inversión? ¿Qué factor de recuperación van a tener? O sea como que parece que van a hacer mucho más actividad pero obteniendo menos volumen y más inversión, pero como no tenemos aquí sobre qué van a ir ¿no?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, claro, doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Me podrían explicar un poquito?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí. De los 13 pozos, 6 pozos van a la reserva 2P. Hasta la reserva 2P es que se recuperan los 14.48 millones de barriles y los 75 miles de millones de pies cúbicos de gas. 7 pozos sí van a la reserva 3P, que es el yacimiento de gas que se llama arena MMGH.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En extensión ¿se van a áreas más o se van entre arenas?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, es que las arenas ahí están superpuestas. Y entonces sí en la reserva 3P porque esa arena no se ha explotado, pero si probó, el primer pozo sí evaluó esa formación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero la extensión no la sabemos con precisión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces tiene alto riesgo.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, tiene razón Doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces igual que la primera nos aquí nos vamos sobre un volumen de alto riesgo una reserva 3P y o sea lo que yo quiero dejar aquí es de que este volumen, aunque es un Plan de Desarrollo, se está yendo sobre un volumen de alta incertidumbre, o sea no es un Plan de Desarrollo que esté haciendo pozos dentro de un área ya bien delimitada, sino que este va a estar delimitando nuevas áreas, voy a ponerlo así, sobre todo la arena.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- La arena de gas.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- De gas ¿no?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es, doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y en el caso de la parte del aceite, no sé si ¿va todavía a verificar la extensión de las arenas que ya están produciendo o son dentro de las arenas que ya están produciendo?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ya es dentro de las arenas que están produciendo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esas tienen menos incertidumbre.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero cuando menos la del gas sí. Entonces, la producción yo creo que siempre hay que dejar una recomendación, sobre todo en estos casos, en el primero se me olvido dar esa recomendación, que en el caso de que los pozos no resulten exitosos tendrían que pues el volumen que tienen considerado aquí, cuando menos de un aviso en caso de que no se cumpla un requisito de modificación.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Claro que sí, doctora.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, eso que comenta, doctora; igualmente estamos regresando a campos que son terciarios, otra vez, entonces como tenemos las arenas superpuestas tenemos que ir, bueno tenemos que ir revisando que realmente lo que nos presentan ellos como estrategia de cada arena pues tenga certidumbre. Y efectivamente, en este caso es de alto riesgo la parte del gas que es reserva posible ¿no? que nos complementa la 3P. Sin embargo, como son terciarios y van a empezar ellos también a perforar, como bien lo comenta, el que salgan los pozos que no sean exitosos rápidamente lo vamos a ver en la variación de su pronóstico de producción y el artículo 62 nos dice que tiene una variación del 30%. Al salir mal un pozo seguramente ahí lo vamos a ver y van a tener que venir a actualizar su Plan en base a sus resultados.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la número 10. Si comparan ustedes lo que pasó recientemente, el Plan vigente contra el Plan real, se puede ver que no estuvo tan mal. No alcanzaron el Plan vigente pero el real estuvo, digamos, bastante arriba. Y además con las circunstancia de que no se ejerció más que el 20% del presupuesto. Entonces gastaron menos y sacaron un resultado muy similar al esperado. Sin embargo,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cuando vemos el lado derecho hay un cambio muy radical porque en lo que tenían pronosticado en términos de producción de petróleo a partir del 2033, que era bastante, de repente ¡pum! se acaba. Entonces ¿qué fue lo que pasó? ¿por qué sucedió este fenómeno de que la producción esperada de aceite se va a terminar tan rápido cuando tenían pronosticado que iban a llegar al 2049? Y ahora el 2033 parece ser la última fecha.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, claro. Para 2013, bueno, fue descubierto este campo en marzo y para 2014 ya se tenía que estar presentando lo que era Ronda 0. Entonces en ese tiempo solamente se tenían dos pozos produciendo. No se conocía tanto el campo y pues esperaban mayor cantidad de aceite y lo que pues en realidad se produjo fue mayor cantidad de gas. Pero básicamente se ha ido modificando por el conocimiento que se ha ido adquiriendo de los yacimientos.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, como lo comenta, reiterando lo que dijo la ingeniera Angélica. Si podemos ver ahí en el 2013 la reforma fue a final de ese año, entonces el campo venía en desarrollo, tenía una expectativa mayor en ese momento tenía poca información de desarrollo, entonces la expectativa que ellos tenían era mayor. Conforme se ha venido desarrollando se tiene mayor información y se ve que la expectativa se tiene que ajustar y que lo que se puede esperar, como se ve en las gráficas del pronóstico de producción es que siga teniendo mayor expectativa en cuanto al gas.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿doctor Martínez?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente. "Expectativa" creo que había que matizar un poco estas expectativas. Con base en la información que se tienen en un momento dado se desarrollan los planes, pero es con base en la información, no es porque alguien pueda creer que pueda dar más o pueda dar menos. Entonces con base en la información que se tenía pues diseñaron un Plan, que fue el de la Ronda Cero. En este caso la modificación del Plan nos va a dar menos aceite, un factor de recuperación menor ahora es

C)

*[Handwritten signatures and initials on the right margin]*



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

13.11 con la modificación que antes era 14.6, pero si vamos al de gas, el nuevo va a traer 49 y el anterior traía 29. Entonces vamos a incrementar factor recuperación de gas. Pero finalmente son valores de factor de recuperación normales ¿sí? Y digo esto porque si es reserva 2P o 1P o 3P, finalmente los factores de operación son muy bajos y toda esta Asignación tiene 6 yacimientos, todos están en el Mioceno Medio, como lo comentaron y traen 175.32 millones de barriles de aceite y 246 miles de millones de pies cúbicos de gas o sea son 13.11 lo que se piensa sacar de aceite y el 49.35 para el gas ¿Cuál es? Está dentro de los rangos de incertidumbre normales para este tipo de yacimientos con los tipos de empuje que puedan tener. Digo y creo que esto es importante matizarlo porque hay alguna cierta discusión en el sentido que si va a ser difícil encontrar esos hidrocarburos o no va a ser fácil sacarlos. Están dentro de los rangos y creo que podrían sacar todavía más, pero bueno, con respecto a lo que tenemos de información hoy pues sería el más adecuado, el Plan que están planteando. Pero yo creo que es importante hacerle ver a la Secretaría de Energía que si bien, que es la lámina que viene creo, donde viene el aceite y gas, donde están los límites económicos, que si bien para aceite pues casi recuperan el total, pero para gas no. Para gas queda muy fuera. 2034 todavía hay un pico grande ahí de gas hasta el límite económico. Entonces, yo creo que la Secretaría de Energía debería de plantear que las asignaciones fueran hasta los límites económicos ya que se tiene un Plan definido. Yo sé que pues falta mucho para 2034, que pueden pasar muchas cosas aquí. Van a perforar 13 pozos. Va a haber mucha información nueva. Pusiera ser que haya más hidrocarburos o que haya menos. Eso nadie lo sabe hasta que no se tiene la información, pero sí ponerle a consideración a la Secretaría de Energía de que ojalá todo este tipo de asignaciones y contratos siempre se pudieran ir al límite económico porque si no genera ciertas asimetrías. Porque cuando el operador quiere invertir, pues yo ¿por qué voy a invertir para un tiempo adicional al que está mi vigencia? Y ya sé, la parte legal dice que puede haber una adición a la Asignación. Pero yo creo que lo más lógico para los operadores es tener la certidumbre jurídica de que eso se va a dar. No vaya a ser que en ese momento digan: Sí se podía pero por alguna razón ahora no. Porque finalmente es inversiones que se dan en este tiempo de 2020 hasta 2029, mientras que están perforando todos los pozos, que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

finalmente no hay la certidumbre jurídica. Claro, me van a decir que sí la hay, pero yo creo que algo muy bueno para los operadores sería tener siempre todo hasta el límite económico, como lo tienen otros países. En donde ya no existe entonces la asimetría de qué es lo que va a hacer el operador. Porque, en general cuando está esto así y el operador tiende a obtener todos los hidrocarburos antes de que termine el límite económico. Bueno y además la vigencia legal es límite económico, más cinco, más cinco. No sé cómo estén las asignaciones pero también es finito. No llega, por ejemplo, a lo que tenía en Ronda Cero ¿no? Que eso ya no existe pero ese yacimiento, en el año 2014, decían que iba a llegar a 2050. Bueno pues, ahí aunque le dieran el incremento, estoy viendo a nuestra abogada Rocío, pues realmente no se daría ¿no? Porque ya sé que siempre estoy diciendo no, no. Es que no hay problema en 2034 lo arreglamos, no pero más vale que lo empiecen a ver en la Secretaría de Energía porque hay muchos casos y esos son los que generan asimetrías desde los puntos de vista de negocios. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante, Rocío.

MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES, DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA.- Buenas tardes. Gracias, comisionados. Justo en la atención a este comentario y en atención a que está ha sido una de las solicitudes reiteradas que hemos tenido por parte de ustedes, en la resolución se está emitiendo una opinión específica a la Secretaría de Energía para que en un futuro considere la vigencia de la Asignación del límite económico, independientemente de estas prórrogas. Entonces, el mecanismo formal es a través de una opinión que emite esta Comisión y es su caso la Secretaría de Energía contará con todos los elementos para modificar este título de Asignación. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Muchas gracias. ¿Otro comentario del Plan? Doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros los años que vienen podemos ver, por ejemplo, en el año 2021, 5 mil barriles abajo y abajo 10 mil millones de pies cúbicos, que sería el equivalente a 2 mil barriles. Entonces es



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

básicamente el 70% de aceite y 30% de gas. Sin embargo, a partir del año 2030 se altera todo y de repente vamos a tener algo que es prácticamente puro gas. Entonces mi pregunta era ¿si eso está tomado en cuenta a la hora de la programación de actividades? que no se presenta aquí. Que de tener un campo de petróleo principalmente vamos a tener un campo realmente de gas no asociado. Entonces hay una fecha así o muy clara ahí que es 2030 donde aquello se va a convertir en un campo diferente.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Así es. En el 2031 ya es que la mayor parte de la producción es gas húmedo, sin embargo hasta el 34 todavía se tiene un poco de aceite y a partir del 34 es que ya todo se maneja como gas no asociado.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es lo que comentamos, que el yacimiento o el campo más bien son seis yacimientos. Actualmente están en producción los de aceite, pero cuando se agoten estos se van a ir moviendo hacia arriba, con las reparaciones, hacia lo que es los yacimientos de gas. Por eso cambia totalmente el fluido que se va a producir y también lo comentó la ingeniera Angélica, su programa de aprovechamiento de gas en base a todas estas actividades como las tienen programadas dejarían de tener efecto porque solamente producirían gas y serían un yacimiento de gas no asociado. Pero siguen su programación de actividades, sí lo tienen considerado y se revisó a detalle, doctor.

CCOMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante, Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una duda. Tenemos solamente 11 reparaciones mayores y 672 menores. Las reparaciones en donde se deja producir aceite y se va a gas son mayores. ¿Por qué nada más 11?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Bueno. Nada más, en realidad, de las que se van al gas son 4.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Nada más 4?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, solamente 4 se van a.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿4 pozos van a ser capaz de producir todo el gas?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- De las reparaciones mayores sí, solamente cuatro se van a la arena de gas, de ahí se perforan 7.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, Ok.

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Que son netamente gaseros.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Hasta esa época 2030-34?

INGENIERA ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. De no haber otro comentario pido al Secretario Ejecutivo de lectura a la propuesta de acuerdo."

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.14.003/2020**

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 correspondiente a la Asignación A-0122-M-Campo Eltreinta.

4

( )

Handwritten signatures and initials on the right margin.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.14.003/2020**

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-0122-M-Campo Eltreinta.

#### **II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A20/2016.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Rubén Felipe Mejía González, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Qué tal ,Comisionado Presidente. Comisionados, buenas tardes. El día de hoy traemos a su consideración la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción relativo al contrato CNH-R01-L03- A20/2016 presentado por el contratista GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Teniendo en consideración la relación cronológica de este proceso de evaluación tenemos que el contratista presentó esta modificación al Plan el 8 de enero del presente año y el último alcance ingresado por el contratista en atención a aclaraciones fue el 9 de marzo del presente año y tenemos el día de hoy la presentación ante este Órgano de Gobierno. Del tiempo de duración del proceso, de que constamos de 35 días hábiles, se tuvo un total de 32 días hábiles de los mismos, de los cuales 18 días pertenecen al tiempo del operador y los 14 restantes al tiempo que se tomó la Comisión para evaluar y para dar ciertos requerimientos o aclaraciones al contratista. Como generalidades del contrato tenemos que este contrato cuenta únicamente con un campo, el campo Ricos, el cual se ubica a 32 kilómetros al sureste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. El área contractual tiene un área de 23.66 kilómetros cuadrados. Es un contrato de licencia cuya vigencia es de 25 años a partir de la fecha efectiva que fue el 25 de agosto de 2016. Los yacimientos con los que cuenta el área contractual tienen una profundidad promedio de los 2 mil 85 a los 3 mil 500 metros verticales. Los yacimientos principales pertenecen a las formaciones Oligoceno frío no-marino y Oligoceno frío marino. El tipo de fluido que se produce en esta área contractual es gas húmedo no asociado. Y a la fecha tenemos un total de 20 pozos perforados en el área, de los cuales seis pertenecen a otros campos, a los campos a los alrededores campo Treviño y campo Francisco Cano. Un pozo del campo Ricos fue declarado no útil por el contratista y 2 pozos adicionales han sido perforados al amparo del Plan vigente del desarrollo. Como etapas de desarrollo del campo tenemos que la historia de producción de este campo se divide en cuatro etapas principales. El campo fue descubierto en el año 2000 y comenzó su producción en el año 2001, con el operador anterior, en la formación Oligoceno Frío Marino 25 con un pozo. La presión inicial que se tenía en este momento era de 713 kilogramos por centímetro cuadrado. Posteriormente a partir del año 2007 y hasta el año 2010 se incrementó la actividad o la campaña de perforación con 8 pozos adicionales y aquí se alcanzó la producción máxima de gas del campo, superando los 10 millones pies cúbicos diarios. En la etapa 3 tenemos que inicia la ejecución de reparaciones mayores y la no-perforación de pozos por parte del operador anterior y se inició la producción de agua en el campo. En la última etapa de vida del campo tenemos que el



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

contratista tomó posesión del área contractual y ejecuta actividades de evaluación para conocimiento de los yacimientos y poder determinar y/o establecer actualmente un Plan de Desarrollo a largo plazo. Respecto a la justificación de esta modificación al Plan tenemos que hay cambios en los objetivos del Plan aprobado debido a los resultados que ha tenido el operador en la evaluación hecha a los yacimientos del campo, que esto implica cambios técnicos y económicos. El Plan de desarrollo vigente estaba enfocado únicamente a la continuación de las operaciones existentes, lo anterior para concluir con el periodo de evaluación que tiene que, tenía aprobado el contratista. Esta modificación al Plan es resultado de la conclusión de estas actividades previstas en Plan de evaluación, las cuales constaban principalmente reparaciones mayores y menores y la toma de información. Esta modificación a su vez también implica o incorpora mayor actividad física para incrementar la extracción de los hidrocarburos hasta la vigencia del contrato.

Dentro de la información que nos proporcionó el contratista tenemos que él evaluó tres posibles alternativas de desarrollo, para ejecutar las actividades en el campo, cuya principal diferencia es el volumen a recuperar en cada una de estas debido al adelanto en la producción que se propone para la alternativa 2 y la alternativa 3 en los primeros años. En la alternativa 3 tiene también contemplado la extracción mediante doble terminación en los pozos, o sea, poner a producción dos arenas simultáneamente en cada uno de estos y por ende reduce el número de reparaciones mayores y de reparaciones menores en esta misma alternativa. Otra diferencia es el límite económico contemplado en cada una de ellas. Tenemos que para la alternativa 1 y la alternativa 3 el límite económico establecido por el contratista era 50,000 pies cúbicos diarios y para la alternativa 2 tenemos un límite económico que tiene 300,000 pies cúbicos diarios. Otra diferencia parte de la actividad a ejecutar es que en la alternativa 2 y en la alternativa 3, debido al incremento en la producción los primeros años, requiere de la ampliación de la Estación de Recolección de Gas Ricos-1 para poder manejar un mayor volumen de producción de gas a partir de los primeros años. Esto también deriva en un mayor número de inversión en las alternativas 2 y 3 y un mayor gasto de operación en las mismas, sobre todo por el volumen incremental de producción en los primeros años. Tenemos que los indicadores



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

económicos realizados, obtenidos perdón, después de la evaluación hecha por el contratista son positivos para los tres casos. Sin embargo los indicadores positivos mayores se obtienen en la alternativa 1 antes y después de impuestos. La que sigue por favor.

Respecto a los pronósticos de producción de gas que se obtienen de las tres alternativas tenemos que la alternativa que más recupera es la 3, que es la que recuperaría el total de la reserva 3P calculada por el contratista y de ahí sigue la alternativa 1 y la alternativa 2. Por lo que podemos ver en este pronóstico es el mayor incremento de la producción en la alternativa 2 y en la alternativa 3 los primeros años. Sin embargo, esto no quiere decir que obtenga mejores resultado económicos en la totalidad de vida del proyecto. La vigencia del contrato o los volúmenes a producir son hasta el año 2041.

Con respecto al gas, en los pronósticos de producción vemos una pequeña diferencia o unos picos de producción de condensado diferentes a los del gas derivado de las reparaciones mayores que se harían a la formación Oligoceno Frío Marino 18, la cual tiene una mayor relación condensado-gas y por ende se obtendría un pico de condensado superior. El volumen a recuperar de condensado en las alternativas va desde la 3, que sería la totalidad en la reserva remanente de condensado de 0.24 millones de barriles y la alternativa seleccionada por el operador 0.23 millones de barriles a la vigencia del contrato y la respectiva actividad que tenemos para cada una de ellas. De igual manera se recuperaría mayor condensado en la alternativa 2 en los primeros años, pero resulta más rentable la alternativa 1, seleccionada por el operador. Una vez que tenemos la alternativa seleccionada, la alternativa 1 por el operador, tenemos el alcance a esta modificación al Plan de Desarrollo el cual tiene un volumen a recuperar del periodo 2020 al año 2041 de 229 mil barriles, 68.09 miles de millones de pies cúbicos, la ejecución de 17 pozos productores, 16 reparaciones mayores, 322 reparaciones menores y actividades de abandono como es la ejecución de 30 taponamientos a los pozos. Para la ejecución de estas actividades el operador presenta un monto total de inversión de 161.72 millones de dólares, de los cuales 85.14 corresponden a la inversión y 76.58 millones de dólares corresponden a los gastos de operación. Respecto al programa aprovechamiento de gas natural tenemos que para esta área



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

contractual, debido a que se produce gas natural no asociado, no son aplicables las disposiciones técnicas, sin embargo, debe de quedar claro que el operador contempla la venta del 98% del gas producido y el aprovechamiento del 2% de gas producido restante como autoconsumo. Respecto a la medición de hidrocarburos tenemos que para esta área contractual no sufre modificación y sigue vigente respecto a lo aprobado en la resolución CNH.E.08.006/2019 del Plan vigente.

Como cronograma de actividades a realizar presentado por el contratista tenemos la ejecución de la perforación de 17 pozos los primeros años, el año 2020 y 2021. Un número total de terminaciones de 19, esto corresponde a dos terminaciones adicionales, debido a los pozos perforados al amparo de Plan vigente. La ejecución de 16 reparaciones mayores que constan de obturar el intervalo agotado e ir a una zona superficial en los yacimientos que se cuentan con reserva asociada. Tenemos la ejecución de 322 reparaciones menores que son principalmente inducciones, limpiezas y estimulaciones. La instalación y construcción de 18 ductos, de aquí... de los cuales 17 ductos son las líneas de descarga asociados a los pozos a perforar y una interconexión de ducto entre dos, una interconexión entre dos gasoductos para el manejo y venta de la producción. Tenemos actividades de abandono que corresponden a 30 taponamiento de pozos y 6 abandonos de infraestructuras, que son cuatro módulos de recolección. Un gasoducto de 10 pulgadas y la Estación de Recolección de Gas Ricos-1. A su vez el contratista presenta toma de informaciones y estudios, de los cuales tenemos principalmente estudios para actualización del modelo estático y dinámico. Toma de información como registros de saturación, registros de presión de fondo y aforos de producción, análisis de agua de formación y cromatográficos y evaluar las condiciones operativas de los pozos.

Como programa de inversiones tenemos que del costo total proyecto 161.72 millones de dólares, tenemos que el 57.15% va asociado a la actividad de producción y el 41.21% asociado a la actividad de desarrollo. La subactividad petrolera que tiene el mayor monto es la actividad de la subactividad de perforación de pozos debido a los 17 pozos contemplados a perforar por el contratista. La que sigue por favor.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Después de la revisión de la información y el análisis a la información presentada por el contratista tenemos a bien hacer las siguientes recomendaciones principales que es la optimización en las condiciones de flujo para optimizar el ritmo declinación de la producción de los pozos y también con esto maximizar el factor de recuperación y evitando un poco el posible incremento de la producción de agua debido a que ya se tiene algo de producción en los pozos, en producción de agua. La toma de información. Recomendamos al contratista evaluar la posibilidad de realizar registros VSP, registros de perfil sísmico vertical a los pozos, debido a que actualmente el campo no cuenta con ninguno y el operador no lo está contemplando dentro de las actividades en el desarrollo del campo. Este tipo de registros ayudaría a obtener algunas propiedades petrofísicas y propiedades de los yacimientos del campo. Respecto a las lecciones aprendidas recomendamos al operador considerar la información y experiencias que se adquieran durante la implementación de este Plan de Desarrollo y contemplarlas en una posible modificación en caso de que sea necesario debido a que tenemos que el escenario de explotación propuesto es un poco optimista debido a que los pronósticos de producción presentados son casi del doble respecto al máximo obtenido en la producción de los yacimientos de este campo.

La revisión y evaluación técnica que se realizó a la esta modificación al Plan presentado por el contratista da cumplimiento a la diversa normatividad aplicable y así mismo a varias cláusulas y Anexo 9 del contrato. Derivado del análisis presentado se propone este dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al contrato CNH-R01-L03-A20/2016 presentado por GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V. mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del contrato o se apruebe una modificación. Por mi parte, del área técnica, sería todo, Comisionados. Aquí estamos atentos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, ingeniero Mejía. ¿Comentarios? Adelante, Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues esta es la famosa Ronda Uno, licitación 3, que por muchos denostada en el sentido de que los que pujaron por obtener los contratos no eran, no tenían los conocimientos necesarios. Y bueno, esto es entonces un ejemplo de cómo los privados están ya buscando no solamente mantener la producción, que fue bien hecho cuando tomaron el área, sino que ya están buscando el cómo maximizar el valor. Me parece que las consideraciones que están ustedes poniendo, Ingeniero Mejía, son las más adecuadas. Me parece que a lo mejor podríamos hacer unos comentarios con respecto a la lámina 11, que podría mejorar el desempeño económico. Obviamente también está claro que aquí no se ve el desempeño económico porque es un contrato de licencia. El operador es el que invierte y finalmente tiene que cuidar que realmente pues tenga rentabilidad. Y estamos hablando no solamente de la Ronda 1.3, de gas ¿no? además, donde mucha gente diría: no es que eso no funciona, pues sí funciona. Pero miren en el año, bueno, a ver, por partes. Se van a hacer 17 perforaciones ¿sí? y ya perforaron 2. Entonces, no sé si las que ya perforaron ya están terminadas porque aquí habla de 19 terminaciones y solamente 17 perforaciones. Entonces, no sé si eso sea así porque en 2021 hacen 2 terminaciones adicionales a los pozos que están perforando. O bueno, podrían ser los 2 que están antes ¿no? más los 12, no sé cómo lo están haciendo. Como que van retrasados ¿no? Entonces, yo creo que una consideración importante para ellos es pues perforar y terminar ¿verdad? pero no sé si nos puedan platicar un poquito de eso porque tengo otra observación con respecto a los ductos.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí. Respecto a las perforaciones y terminaciones el contratista ha manifestado que ya concluyó con esas 2 perforaciones de pozos y está prácticamente haciendo la terminación de estos, de los pozos ya perforados, pero contempla que se tengan amparadas bajo esta modificación propuesta, por eso son las dos terminaciones adicionales.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En 2020 tenemos 12 terminaciones que son de los 2 que ya están más 10 de los nuevos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Exactamente. Las dos adicionales de las perforaciones, del año 2021, son de las perforaciones de los pozos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces en la medida que se terminan pozos hay que terminarlos. Obviamente los pozos pueden terminarse a finales de 2020 pues toda la terminación se va al otro año. Bueno, está bien. Pero miren los ductos. Los ductos son 15 que fundamentalmente ya se comenta que son líneas de descarga y hay uno que es una interconexión entre gasoductos. Pero en 2020 va a haber 15 ductos y solamente hay pues 12 pozos, entonces quiere decir que están adelantando hacer ductos antes de perforar los pozos. Esa mi interpretación, pero a lo mejor estoy equivocado.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- La interconexión a ductos la están contemplando desde el año 2020 porque es para ya tener completada su fase 2 de medición para poder comercializar el gas con CENAGAS.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces serían 14 líneas de descarga, vamos a decir.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Para el año 2020 sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero solamente hay 2 pozos que tenemos ahorita ya perforados, más los que se vayan a perforar en 2020, que dijimos que son 10 ¿no?

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son 12 pero tienen 14.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí las líneas de descarga de esos pozos ya perforados no las están contemplando en el cronograma presentado, eso viene en el mapa.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces eso quiere decir que están adelantando con los ductos antes de tener las perforaciones y las terminaciones de los pozos. Esa es una práctica que en algún momento dado en Chicontepec se hacía. Antes de que también tú tuvieras tu pozo y lo hubieras terminado ya tenías el ducto, pero creo que una recomendación, que obviamente no es una recomendación que debe quedar por escrito, es hay que probar el pozo, hay que terminarlo, hay que verificar cuál es la rentabilidad entonces ya plantear hacer el ducto porque al parecer como que aquí, de a cuerdo con lo que yo veo ahí, habría que ver todo el detalle, como que están adelantando cosas. Entonces, adelantar no necesariamente significa ser más rentable a no ser que tengan la claridad de que todos los pozos van a ser 100% rentables.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Aquí es importante mencionar, como lo hicieron Chicontepec fue que trataron de adelantar infraestructura para tratar de terminar el pozo y que estuviera la línea. La situación que también pasa aquí y que el ducto no nada más es la fase constructiva también tienen que ver la fase de permisos, entonces, tienen que sincronizar muy bien el inicio de la perforación y la construcción de la línea porque si se esperan a terminar el pozo, probarlo e iniciar la línea puede ser que tengan algún conflicto social o algún problema en los permisos y tener el pozo cerrado por la falta de la construcción de la línea... por eso se ve como si los adelantaran pero seguramente muchas de esas actividades también son actividades de permisos que les permitan a ellos sincronizar bien lo que es la entrada, la terminación del pozo y la entrada a producción.

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De no haber otro comentario pido al Secretario Ejecutivo de lectura a 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.14.004/2020**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

## **ACUERDO CNH.E.14.004/2020**

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III, y XXVII, y 38 fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VIII y 44 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 GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

### **II.5 Opinión Técnica a la Secretaría de Energía sobre la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Luis Carlos Huerta González, de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"INGENIERO LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Qué tal, Comisionados, buenos días, buenos días a todos. El día de hoy,



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Comisionados, traemos para su consideración la Opinión Técnica respecto de la modificación del Anexo I de la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín. Esa es la relación cronológica. Se envía la solicitud de la Opinión Técnica del 13 de diciembre de 2019. Posteriormente esta Comisión solicitó aclaraciones el 15 de enero del 2020, para las cuales SENER dio respuesta a estas declaraciones el 5 de febrero de 2020 y se ingresó un alcance de información el 2 de marzo de 2020, teniendo el día de hoy a su consideración esta Opinión Técnica. La duración total del proceso fueron 30 días hábiles de los cuales corresponden a SENER 18 y para esta Comisión 12 y lo cual tiene como resultado 60% y 40% de uso del tiempo total respectivamente. Como ya mencioné se hizo la solicitud de la Opinión respecto de la modificación del Anexo I de la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín. Como antecedentes tenemos que esta Asignación se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, a 24 kilómetros al noroeste de la terminal marítima de Dos Bocas. El título de la Asignación vigente contempla dos yacimientos el Jurásico Superior Kimmeridgiano y el Cretácico Superior y Medio. El título de la Asignación vigente contempla una área total de 73.49 kilómetros cuadrados y la propuesta de modificación tiene una reducción de 25.84 kilómetros, lo que tienen una reducción total de 47.6 kilómetros cuadrados o el equivalente a 64.83% de reducción de área respecto de lo que contempla el título de la Asignación vigente. Siguiendo por favor.

Bueno, en lo que respecta al análisis de la propuesta de solicitud de modificación. En estos mapas podemos ver la estructura de ambos yacimientos así como las Áreas de Renuncia I, al noroeste del polígono del título de la Asignación vigente. El Área de Renuncia II, al este de la misma y el Área de Renuncia III, al sur del polígono de la Asignación. Podemos observar también ambos polígonos, el vigente y el propuesto por el operador.

En lo que respecta al yacimiento es una estructura alargada con una charnela en la dirección Noroeste-Sureste en donde se observa que el desarrollo del campo está principalmente en los altos estructurales. En las Áreas de Renuncia I, II y III están ubicadas en lo que corresponden a los flancos de la formación y al cierre de la misma. Cabe destacar que el Área de Renuncia III, en esa área, se tiene perforado un pozo, el Tsimín 3 Delimitador, el cual resultó más bajo estructuralmente e invadido por agua.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Actualmente se encuentra taponado. La estructura en el yacimiento Cretácico sigue la misma descripción, se tiene igualmente las Áreas de Renuncia I, II y III ubicadas en bajos estructurales y cierre de la formación. Siguiendo por favor.

Para complementar la información de las Áreas de Renuncia I y II se usó información sísmica proporcionada por el operador, para analizar el comportamiento en dichas Áreas de Renuncia. Como se observa, tenemos delimitados con la línea roja el polígono de la Asignación vigente y con la línea vertical azul la propuesta de modificación. Las áreas sombreadas corresponden precisamente a las mismas áreas: el área 1 y 2. Como se observa, en esas dos áreas los bajo estructurales, que corresponden al área 1 y 2 no representan interés geológico o petrolero para el asignatario. Por esa razón el desarrollo del campo desde el inicio de esta etapa fue considerado en la parte de alta de la formación. En la parte derecha de esta sección sísmica podemos observar el pozo 3 Delimitador el cual, como mencionaba fue invadido, se encontró invadido por agua. Siguiendo.

Del análisis de facies, que el operador realizó, se identificaron tres zonas principalmente, la zona rosa corresponde a áreas de dolomitización, en donde la porosidad fue conservada. Y como descendiendo estructuralmente se observan dos áreas más, áreas de dolomitización intermedia y sobredolomitización, en donde se tuvo reemplazamiento de carbonato de calcio por carbonato de magnesio y por lo tanto reducción de la porosidad. El área, la roca que conforma este yacimiento es un Paxton Greystone y los análisis de núcleos considerados, entre otros, principalmente se resalta el análisis de núcleos del Tsimín 1 Delimitador, Tsimín 96, una muestra de canal del Tsimín 46, respecto de la porosidad distribuida en el mapa que se encuentra del lado derecho podemos observar que la distribución de la porosidad corresponde a las facies identificadas por el operador. Se observan mayores o mejores valores de porosidad en la parte de la cima y conforme se desciende estructuralmente se observan valores menores de la misma. Siguiendo.

Se hizo también el análisis de la situación de los pozos que se encuentran dentro del área de Asignación. Actualmente se tienen 21 pozos perforados, de los cuales 7 son productores. Todos ellos ubicados en el área de Reserva 1P, identificada por operador y

f

d

n

H



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

también podemos observar en esta sección, perdón, este mapa, el avance del agua que principalmente es caracterizado por canalización en las fracturas. Tenemos cerrados con posibilidades dos pozos de igual manera ubicados en el área donde se encuentra la Reserva 1P, cerrados sin posibilidades 5 y taponados dos. Esos pozos mencionados están ubicados donde se ubica el avance del contacto de agua/aceite. Siguiendo por favor.

En esa lámina presentamos la producción acumulada, se identifican líneas preferentes de flujo que veremos en la lámina siguiente. Corresponde al flujo preferencial de producción de los yacimientos en la misma dirección que se tienen el eje de la estructura Noreste-Sureste. Los pozos con mayor producción se tienen en la parte alta de la formación: Tsimín 1, Tsimín 41, Tsimín 32, Tsimín 24. Siguiendo.

Ese es el análisis del flujo preferencial que se tiene, de la presión máxima alcanzada y la presión al cierre. Se observan las tres diferentes líneas de flujo y corresponden a 3 diferentes valores de rangos de permeabilidad. De 300 mil mD por pie hasta 100 mil, de 100 mil a 20 mil mD por pie y menores a 20 mil mD.

El análisis para el yacimiento Cretácico se realizó de igual manera considerando los pozos que se tienen perforados. En este yacimiento tenemos un pozo productor actualmente. No se tienen pozos cerrados con posibilidades, 2 pozos cerrados sin posibilidades y 2 taponados. La parte verde de igual manera corresponde a la reserva probada 1P y se identifica también el avance de agua dentro del yacimiento. Esos son los puntos clave que se identificaron de la propuesta de modificación al polígono de esa Asignación. Tenemos que las Áreas de Renuncia I, II, y III encuentran en zonas bajas estructuralmente, de acuerdo en información sísmica presentada. La roca almacén, ubicada en los bajos estructurales, presenta mayor grado de proceso de dolomitización. Lo cual significa disminución de la porosidad por reemplazamiento de carbonato de magnesio. Se observan mejores condiciones de roca almacén hacia la cima de la estructura. Asimismo el avance del agua por canalización ha alcanzado pozos que se encuentran ubicados en zonas bajas de la estructura y actualmente se encuentran cerrados sin posibilidades.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Es importante mencionar también que los pozos que se encuentran perforados dentro de la Asignación se encuentran dentro de la propuesta de modificación, la reducción actualmente y de acuerdo con la metodología para el análisis del aceite móvil se identificó que para el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano tenemos un aceite móvil de 103 millones de barriles para el yacimiento Cretácico 11.3 millones de barriles. De acuerdo a la información presentada por el operador para la reserva calculada al 2020 tenemos que para el Jurásico Superior Kimmeridgiano, 100 barriles de reserva 1P y para el Cretácico tenemos 10.5 millones de barriles de reserva 1P. Lo cual es congruente con el análisis de balance de materia, de lo cual podemos inferir que el yacimiento se encuentra en la etapa final de desarrollo.

Las recomendaciones en cuanto al seguimiento de la modificación del Plan de Desarrollo, se recomienda presentar la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción con datos actualizados a la fecha de modificación del título de la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín. Simulación de yacimientos, actualización de los modelos estáticos y dinámicos para ser presentados como soporte de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción. Así mismo, respecto de la caracterización dinámica, en función de la explotación del yacimiento el asignatario deberá dar seguimiento a la caracterización de dinámica para calibrar la magnitud de los empujes predominantes y en su caso hacer los ajustes necesarios a los pronósticos de producción de los pozos. Asimismo, también se deberá dar seguimiento respecto del monitoreo de contacto fluido en función de ritmo de vaciamiento, lo cual deberá adecuarse de conformidad con el comportamiento del yacimiento y las condiciones operativas de los pozos. Se da con esto cumplimiento a diversas normatividad aplicable, cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos, cumplimiento de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y al título de la Asignación del Anexo I.

En consecuencia la Dirección General de Dictámenes de Extracción propone al Órgano de Gobierno emitir opinión en sentido favorable respecto de la modificación del Anexo I de Ubicación y Área de Asignación del Título de la Asignación A-0352-



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

M-Campo Tsimín, integrando con las recomendaciones emitida por esta Comisión para el asignatario. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, ingeniero Huerta. ¿Comentarios, comisionados, al respecto? Adelante, Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que es súper claro para todos que para maximizar valor de los hidrocarburos de un campo en yacimiento hay dos formas. Una es incrementando la producción en tiempo, incrementando el factor de recuperación y la otra bajando costos. Esto definitivamente tiene un sentido favorable en la carga de costo que tiene Petróleos Mexicanos y yo creo, que así como tenemos el Planteamiento el día de hoy de este anexo en Tsimín, se deben de ver todos los campos que tienen Petróleos Mexicanos para que hagan las reducciones correspondientes y que los procesos sean un poquito más ágiles ¿no? Que la Secretaría de Energía y nosotros podamos hacer la opinión de sentido favorable en la brevedad posible. Nos presentaron una lámina en donde una buena parte ahí se dio entre CNH y SENER. La lámina, la primerita ¿no? Donde hay un planteamiento ahí de, pues el 13 de diciembre SENER nos solicitan, no sabemos que sucedió antes, pero Petróleos Mexicanos realmente también le pidió SENER que hiciera la modificación y el día de hoy estamos dando la Opinión Técnica favorable. Seguramente pues esto va a tardar un tiempo más y todo, desde que inició la solicitud de PEMEX hasta que se dé la parte legal, pues va a tener que seguir pagando los derechos a los que todos los operadores pues son acreedores por producir. Entonces en la medida que se bajan costos, ojalá esto lo puedan hacer en forma genérica en todas las asignaciones. Entonces eso va a ser muy bueno para el negocio, para Petróleos Mexicanos. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES. Gracias, Comisionado Martínez. Doctora Alma América.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- El factor o sea, este yacimiento pues ya está casi invadido de agua en sus 2 objetivos. ¿Ya no hay ninguna manera de poner algún tipo de proceso de recuperación mejorada? O sea, digamos, ¿en nuestras recomendaciones no pusimos nada de ese tipo?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

INGENIERO LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, de hecho se considera que de acuerdo a como avance la explotación del yacimiento se identifique algún posible método de recuperación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, ¿sí lo pusimos? Perdón, no lo consideré.

INGENIERO LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- En recomendaciones.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no lo vi, pero bueno.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Así explícito no está.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿No está, verdad?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No. La situación que tiene también este yacimiento es que cuando lo empezaron a explotar tenía muy alta presión y tiene combinados ahí el Jurásico, si no mal recuerdo es gas y condensado y la parte del Cretácico es aceite. Entonces el tratar de evitar que cayera por abajo de la presión de rocío en el yacimiento Jurásico, que es el que mayormente se explotó, tenía una presión alrededor de 850 kilos. Entonces eso y aparte está profundo, también eso hace que limite técnicamente la implementación de algún proceso. Hubiera salido muy costoso para poderle inyectar gas o más agua, hubiéramos necesitado mayor infraestructura y equipos muy grandes, que en plataforma salen muy costosos porque la presión era muy alta. Entonces lo dejaron declinar. Aparte sí tiene un régimen de explotación que se explotó de forma acelerada y eso lo vemos en la invasión del agua, que mucha de ella fue por canalización. Yéndonos también a la parte que comentaba el Doctor Martínez, se llevó tiempo desde diciembre hasta llegar ahora porque la verdad buscamos madurar muy bien el proyecto y revisarlo muy bien técnicamente. Solicitamos 2 alcances de información a SENER y a su vez SENER al operador. Para estar bien ciertos en que redujeran esa área que realmente no tuviera ya

Handwritten signatures and initials on the right margin.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

ninguna expectativa de producción, porque también vemos complicada, de momento, la implementación de algún proceso mejorado o secundario de explotación.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y bueno, en el sentido esta área tiene un área de exploración superpuesta, digamos, al momento de liberar esta área queda ¿tendría que modificarse la Asignación de exploración para incorporar esta área? O sea, se tendría ¿no tendríamos que recomendar eso?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Ahorita que lo menciona, sí, es cierto.

INGENIERO LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- De hecho, las Áreas de Renuncia quedarían al amparo del Área de Exploración AE-0154-Chalabil.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ajá.

INGENIERO LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Entonces.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Mi punto es que si esto no implica una modificación del área, o sea, de la Asignación de exploración.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí. En automático no se da. Tiene razón. Ahorita que lo estamos visualizando lo que se va a renunciar de extracción puede, debe de agregarse a la parte de arriba, al área de exploración.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea que es 60%.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, sobre todo en lo que viene siendo el Área de Renuncia I, para que también si existe potencial hacia allá y lo llegan a identificar con mayor información



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

exploratoria y hay alguna posibilidad, puedan ejecutar ahí trabajos con la Chalabil-154. Es cierto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Entonces creo que eso sí hay que ponerse la Resolución.

MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES, DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA.- No. De hecho aquí no hay Resolución doctora. Únicamente es el documento de Opinión a la Secretaría de Energía.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces hay que incorporarlo.

MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES, DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA.- Pero si está de acuerdo, entonces podríamos usar una opinión específica, para que en su caso se modifique la Asignación de exploración y tome estos vértices que están quedando afuera del área de extracción y ponemos los vértices específicos tanto del área de exploración como el área de extracción que será una opinión adicional a la que se les está sometiendo a consideración, si ustedes están de acuerdo. Para que quede claridad con lo que usted está comentando, doctora.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sobre todo en profundidad.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ajá.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La parte legal. Se supone que lo que estamos hoy votando es una modificación al Anexo I porque la Secretaría de Energía nos está pidiendo nuestra opinión, si pueden reducirla, pero dentro de las recomendaciones la primera es que nos presenten el Plan de Desarrollo modificado. Ya tenemos un Plan de Desarrollo pero lo necesitamos modificado para poder hacer los comentarios que sean pertinentes. Realmente no hay una, no estamos de ninguna forma el día de hoy planteando que el Plan de Desarrollo anterior sea el más adecuado, no lo estamos corroborando, solamente

f

6.

d.  
v.  
H



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

estamos diciendo, cámbienle el anexo. Pero es que yo me refería a la disminución de costos, nada más, para el operador. Pero yo no sé qué podamos hacer ahí porque dice: “presentar la modificación al Plan de Desarrollo” que es la primera recomendación, pero ¿para cuándo? o sea no sé si eso se pueda plantear, porque sino queda nada más ahí como una buena sugerencia ¿no? Pero además la Secretaría de Energía no le puede decir al operador “oye presenta el Plan de Desarrollo” Eso es algo de la CNH. Entonces ¿por qué le estamos diciendo a la Secretaría de Economía que le haga, que presente un Plan, que modifique su Plan. Es la parte legal la que tengo duda. Sí estoy de acuerdo con lo que dice ahí pero la parte legal o sea, porque esto es un respuesta a SENER y a SENER le estamos recomendado esto.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí. Antes de. Lo que pasa es como se está presentando ahorita la opinión de reducción diaria no se mencionó que ya el operador nos presentó la modificación del Plan de Desarrollo de Tsimín, antes de lo que era la modificación del área. Lo que pasa es que nos presentó la solicitud de modificación reduciendo el área, sin embargo, al estar revisando el área, la procedencia del Plan de Desarrollo identificamos que el título de Asignación era muy específico en el sentido que decía que previo a la renuncia de cualquier área tenía que estar la opinión de SENER. Entonces, ellos lo que hicieron es que fueron a solicitar, después de la presentación del Plan, la reducción del área. O sea, iban en paralelo. Entonces cuando llegó la solicitud de reducción se suspendió lo que era la modificación del Plan y lo que se está refiriendo ahorita el primer párrafo se refiere a esa propuesta, que ya nos habían presentado, que se actualice con datos más recientes.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero precisamente, sea como sea, hoy estamos respondiendo a la Secretaría de Energía y le estamos diciendo a Secretaría de Energía “mira te recomendamos esto”.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Por eso es mi duda legal. ¿Por qué le estamos diciendo a la Secretaría de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Energía que le diga al operador, al asignatario que nos presente un Plan de Desarrollo? Eso es una atribución de nosotros. Y se va a hacer de acuerdo con lo que acaba de platicar el maestro Castellanos, en el momento adecuado. Aquí las recomendaciones están bien. Reduzcan el área, no hay problema, no hay ninguna disminución en el valor económico de los hidrocarburos, no sé.

MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES, DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA.- Sí, de hecho si me permite, Comisionado. Justo es este caso lo que nosotros detectamos como Comisión es que tiene un impacto al Plan de Desarrollo. En este sentido la opinión a la Secretaría de Energía es el asignatario está obligado a presentar esta modificación, a lo mejor no entraría en el apartado, como usted lo menciona, de recomendaciones, sino como una obligación del asignatario. Nosotros le decimos que está obligado a presentarlo y es la SENER quién está facultada para establecerle el plazo de presentación de este Plan de Desarrollo como parte de modificación de los términos y condiciones del título de Asignación. Entonces, en atención a su comentario, si gusta lo moveríamos de la opinión, no quedaría en el apartado de recomendaciones, sino como una conclusión que deberá de ser presentado al amparo del artículo 17 del reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que mi comentario es en general para simulación de yacimientos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Para todo.

MAESTRA ROCÍO ÁLVAREZ FLORES, DIRECTORA GENERAL DE CONSULTA.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No demos recomendaciones que no nos están pidiendo tampoco. Y ya lo habíamos hablado también la otra vez, que se está buscando poner recomendaciones de más. La SENER está pidiendo una información. Hay que contestarles, pero también dar recomendaciones de más y luego cosas que se empalman con atribuciones nuestras, por querer ser proactivos y propositivos estamos haciendo cosas que no se deben. Que no tiene mucho sentido, la verdad.

C.  
V  
H



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, esas deben de ir en el Plan.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No son recomendaciones, está fuera de lugar. ¿Algún otro comentario? Entonces bueno, eso se modifica y pido al Secretario Ejecutivo, si no hay otro comentario, que dé lectura a la propuesta de acuerdo. Sí. Adelante, doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo nada más ¿lo de exploración sí quedaría?

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Eso sí quedaría, sí.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La Asignación de exploración. OK.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- El comentario de la Doctora. Muy bien. Por favor.”

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

### **ACUERDO CNH.E.14.005/2020**

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, por unanimidad, con base en el documento de análisis presentado, emitió opinión respecto de la modificación del Anexo 1 de la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:12 horas del día 17 de marzo de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

Rogelio Hernández Cázares  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta  
Secretario Ejecutivo

( )

( )

