



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:04 horas del día 23 de enero 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, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 31 de diciembre de 2019 al 31 de enero de 2020, con el objeto de celebrar la Quinta 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 220.0093/2020, entregado a los Comisionados el 22 de enero 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 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 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, diversos artículos de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, diversos artículos de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción. ✓

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

"MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Buenos días, Comisionados, a todos los presentes. Vamos a hacer la presentación sobre los resultados del grupo de trabajo que se estuvo reuniendo y trabajando para hacer esta presentación y dar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mayor certidumbre a los operadores sobre la aplicación de los lineamientos y supuestos de modificación. Primeramente, como antecedente, tenemos que estos lineamientos fueron modificados el 12 de abril del 2019, se actualizaron los supuestos de modificación y esta actualización lo que nos ha traído es que se ha detectado que existe incertidumbre en algunos operadores sobre la forma en la que se deben de interpretar y aplicar estos supuestos de modificación. Dentro de estos supuestos de modificación, principalmente, existen tres puntos en los que ellos nos han estado consultando y han tenido cierta incertidumbre en su interpretación y se refieren a la variación del número de pozos que pueden perforar respecto a los que tienen aprobados en su Plan. También tienen cierta incertidumbre en cuanto a cómo se interpreta el incremento o el decremento de la inversión que tienen ellos aprobadas en cada uno de sus planes y programas porque también aplica a los programas y también cómo se interpreta el supuesto de la variación del volumen de producción de hidrocarburos que tienen ellos aprobados en su Plan respecto a lo que van obteniendo ellos cuando van ejecutando las actividades y van obteniendo su producción real. Esta interpretación se hace, como se mencionó, con la finalidad de brindar certeza jurídica a los regulados y se fundamenta en los artículos 22, fracción IV de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y el inciso d, fracción V, del artículo 3º del Reglamento Interno de la CNH, esto es el fundamento que se está tomando para que se pueda hacer esta interpretación y se pueda hacer su publicación.

Como se mencionó, la propuesta de interpretación está enfocada en lo que sería el número de pozos que puede variar en un Plan y en esta propuesta se especifica el número de pozos que actualizan los supuestos de variación respecto a los pozos aprobados del Plan, también se describe la fórmula que emplea la Comisión para determinar si hubo un incremento o decremento de la inversión aprobada y se le detona también una modificación al Plan vigente que tengan y también se describe la fórmula empleada por la Comisión para determinar la variación al volumen de producción que está puesto y aprobado en cada uno de los Planes.

Primeramente, vamos con lo que sería la variación de los pozos. Esta se especifica o está establecida para los pozos de desarrollo en el artículo 62, fracción II, y para poder hacer esta interpretación



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se tuvieron que establecer unas consideraciones. Esta consideración es que los pozos se contabilizarán a la terminación de las actividades de perforación. Esto es, ya cuando el pozo tiene su etapa de perforación concluida. A partir de ahí ya consideramos que tenemos un pozo. Para adicionar o eliminar un número de pozos distinto para el año a ejecutar se tendrán que realizar los ajustes en el Programa de Trabajo y Presupuesto, esto es porque el lineamiento da cierto margen de flexibilidad para que puedan ellos ejecutar actividad adicional de perforación, pero esta actividad adicional que está en los planes tiene que estar estrictamente relacionada con el Programa de Trabajo de cada uno de los años en los que se están ejecutando. Y también tenemos que la evaluación de la fracción II del artículo 62 de los Lineamientos se estará realizando de forma trimestral.

Del lado derecho de la presentación vemos lo que es la hipótesis de variación. Ahí vemos que dentro de los lineamientos actualmente se tiene un margen de variación de cuatro pozos en diferentes rangos y esto es lo que les está dando a los operadores cuánta actividad adicional podrían ellos realizar sin tener que venir a realizar su modificación.

Vamos a pasar a la lámina siguiente. Aquí vemos estos mismos supuestos del lado izquierdo y del lado derecho estamos ya dentro de esta propuesta de interpretación de los lineamientos, especificando cómo se deben interpretar. Entonces, en el primer punto, en lo que es la variación de pozos que dice hasta tres pozos, se estaría interpretando que este rango iría desde los cero pozos hasta los tres pozos —perdón— y esto les permitiría a ellos hacer un pozo adicional sin tener que venir a modificar el Plan. Igual, de la misma forma, para lo que se refiere a lo que va de los cuatro a los seis pozos, les permitiría hasta dos pozos. De siete a nueve, podrían ellos hacer tres pozos adicionales sin modificar el plan. De 10 a 12 podrían hacer hasta cuatro y de 13 o más, tendrían ellos el rango, les permitiría aumentar cinco pozos sin tener que venir a modificar su plan. Esto es la interpretación que se está haciendo de cómo está el artículo 62 de los Lineamientos.

Esto sería, como lo mencioné desde el principio, en lo que tienen ellos programado para un año, o sea, esta evaluación de la actividad se estaría acotando a ese periodo de ejecución que sería un año y estas modificaciones de los pozos adicionales no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificarían el Plan, pero sí tendrían ellos que modificar su Programa de Trabajo y Presupuesto.

Posteriormente, vamos a ver en la lámina que tenemos ahorita en presentación, lo que sería la interpretación para lo que es la variación de las inversiones. En lo que se refiere a las variaciones de las inversiones tenemos diferentes programas, tanto en la parte de exploración, planes y programas, tanto en lo que es la actividad exploratoria como en la actividad ya de extracción y tienen diferentes rangos. En el caso de las actividades exploratorias les permiten un margen para moverse en la inversión del 20% y en todas las actividades de extracción tendrían un 15%. ¿Cómo estamos interpretando este punto? Es que nosotros lo que vamos a hacer es que vamos a estar verificando que la inversión, también programada en un año —vamos a estar comparando lo que sería— o vamos a estar con la fórmula sumando lo que sería la inversión ya ejecutada más la inversión que tienen ellos planeada en ese año contra lo que tendrían aprobado en el plan. Este cociente, si nos es mayor al 20% o inferior al 20%, en el caso de exploración, estaría detonando una modificación. En el caso de extracción, si la variación es del 15% hacia arriba o hacia abajo, también estaría detonando una modificación. Para el caso de los periodos que no tengamos las inversiones ejecutadas, vamos a estar tomando lo que tengan ellos, que sería la inversión planeada de su programa de presupuesto para el año que le corresponda, para el año corriente. Y la actualización de las inversiones de un año a otro deberá considerar un factor de ajuste por la inflación, que es lo que vamos a ver a continuación.

Este factor de ajuste se hace porque el nivel que tiene o el poder adquisitivo que tiene cada uno de los pesos o dólares que se utilizan en el Plan, va variando en el tiempo por la inflación o deflación, exactamente. Así es, Comisionado. Entonces, para calcular este factor de pérdida de valor en el tiempo que pudiera tener el dinero, lo que vamos a hacer y lo que establecen los lineamientos es que se va a tomar como referencia el Índice Nacional de Precios al Productor de los Estados Unidos, donde vamos a tomar el índice actual y lo vamos a estar dividiendo entre lo que sería el índice base de cada uno de los años que pudiera pasar el ejercicio, para que podamos tener todos los montos o las inversiones a un mismo año y que podamos hacer la comparación, que estos sean comparables. En el caso de que tengamos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversiones en pesos, lo que vamos a tener que hacer, es que estas inversiones se van a tener que estar pasando a los dólares corrientes, utilizando el tipo de cambio del año base en el que estén esas inversiones y las afectamos por lo que sería el factor de actualización y por último para poderlas regresar nuevamente a lo que sería dólares y que todas sea comparable con un mismo tipo de cambio, lo estaríamos multiplicando por lo que sería la tasa, el tipo de cambio, perdón, actual, del año al que lo queremos traer, que en este caso sería al 2020, para que podamos comparar todos los años a un mismo nivel.

Esto sería para el caso de las inversiones y por último traemos lo que sería la variación de producción de hidrocarburos. En lo que se refiere a la variación de los hidrocarburos, como lo establece el artículo 62 en su fracción IV, el análisis se hará de manera independiente tanto para los hidrocarburos líquidos, que sería aceite o condensados, como para lo que sería gas, conforme a lo aprobado en los Planes, por que en el artículo, ahí se establece la variación de los hidrocarburos a producir, entonces ahí ya tendríamos dos producciones, a veces, en los campos que pueden ser tanto de aceite como de gas y lo que estamos estableciendo es que esta medición sería de forma independiente. En cada uno se mediría su variación y si existe variación en el aceite o existe variación en el gas, o en los dos, se detonaría la modificación del Plan. Lo que estamos estableciendo también es que no se haría con producción diaria, sino que estaríamos utilizando el volumen anual que estaría produciendo o que tiene programado producir cada una de las asignaciones y los campos. Estas evaluaciones, como referencia, las estaremos haciendo de manera trimestral.

A continuación, vemos en esta cómo se estaría calculando la variación, primeramente, para lo que es la producción que traen de aceite anual, estaríamos viendo la acumulada que tendría por año real y la estaríamos contrastando contra lo que sería la que tenemos en el Plan. Esto lo estamos llevando a porcentaje y si vemos que esta variación es mayor que el resultado fuera 130%, que sería la variación mayor del 30%, pues estaría detonando lo que sería la modificación. De igual manera, si la producción real anual, real entre la programada, cae por debajo del 70% pues estaría también detonando lo que sería la modificación. Igualmente lo estamos poniendo para el gas y tendría que estarse computando esto cada trimestre para que nosotros podamos

✓



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tener la variación de lo que sería cada uno de los productos que están produciendo las asignaciones.

Este criterio también nos va a servir, ahí dice el artículo 62, pero también le aplicaría lo que sería el artículo 97, que sería el Plan de Desarrollo para la Extracción de los yacimientos no convencionales. Esto es lo que traemos para este punto, Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias maestro Castellanos. Quería comentar, nada más para que se entienda, lo de la tabla, en la 6. En la lámina 6, que aquí no hay en realidad ningún cambio, sólo una precisión. Los valores son los mismos, sólo la redacción deja un poco más claro porque se manifestaban dudas de manera constante sobre cuánto sería el número de pozos cuando ya tendrían que meter la modificación y lo que hace la redacción es sólo dejarlo más claro. Ahí no hay ninguna variación.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Precisa el número.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Precisa el número exacto más que dejarlo a interpretación. Que como quiera estaba clara la tabla, pero por algún motivo se confundían de repente.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, e hicieron formalmente consultas entonces, de alguna manera, para que haya precisión en la aplicación del lineamiento, se está haciendo esta interpretación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pero no hay ningún cambio en valores.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comentarios Comisionados? Doctor Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la lámina número 8. Estoy de acuerdo con la ecuación que aparece en la segunda ecuación, sin embargo, me da la impresión de que falta ahí un paso, yo tengo que llevar la inversión en pesos, que efectivamente se vio en esos años, a la inversión en pesos base, entonces tengo que deflactar primero mi inversión en pesos, convertirla a dólares en ese momento y luego llevar los dólares al actual. Entonces, como que ahí faltó un pedacito diciendo: por lo que las inversiones en otras monedas, por ejemplo, pesos, se llevan primero a la moneda del año base y luego se llevan a dólares al tipo de cambio del año base. Nada más es una precisión en el texto, en la ecuación está correcta, la inversión la tienes que llevar a pesos base. Ahí da la impresión de que tú haces el cambio directo en dólares, entonces falta el paso donde las inversiones las llevas todas a inversiones al año base para convertirlos a dólares base y luego ya los conviertes en dólares actuales y luego eso lo conviertes en pesos actuales.

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

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La ecuación está correcta, nada más falta aclarar en el texto: pesos base.

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

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La lámina 7, por favor. Maestro Castellanos, por favor, supongo que hay, para un proyecto específico, para un Plan, hay una cantidad "n" de inversiones, por eso primero la primera sumatoria va de "i" igual a uno hasta "j" a menos uno y después de "j" a "n" ¿verdad?

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero el "n" es el que tienen planeado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero pueden ser "n" más tres o "n" lo que fuera.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Lo que esté en el plan.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Puede ser más o menos.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero las inversiones planeadas, si se cumpliera que las inversiones ejecutadas más las planeadas para la inversión aprobada sería el 100% y el "A", ahí hay una definición, hay dos ecuaciones que son igualitas, las de arriba, nada más que tienen "A" y "B".

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Ajá, son rangos distintos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero abajo está la misma redacción. Entonces no sé si hay ahí una cuestión que haya que clarificar, porque dice en la ecuación de arriba tenemos la variable "A" y en la ecuación de abajo tenemos la variable "B", pero los dos hablan de contratos con Recuperación de Costos bajo Exploración o Evaluación, entonces ahí no sé qué, como que pareciera que son las mismas ecuaciones. Por favor.

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Para responder a su pregunta, comisionado, como está expresado es que el valor "A" nos está dando el límite hacia arriba, cuando las inversiones superen, ya sea el 20% en el caso de contratos de exploración o evaluación, o 15% en el caso de Planes de Desarrollo. Entonces el "A" se refiere a establecer el límite hacia arriba. El parámetro B se refiere a establecer el límite hacia abajo, que puede tener igual 2 opciones: ya sea 80%, que significa -20 en el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

caso de exploración u 85% que significa el -15% en el caso de Planes de Desarrollo. Está expresado de forma que uno nos de límites hacia arriba y el otro límites hacia abajo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno. Regreso entonces a las sumatorias. En el caso de arriba, si hay más inversiones, entonces el "n" no sería el "n" que tenemos como número de inversiones en el Plan, sino que sería un numero mayor a "n" posiblemente y el de abajo pudiera ser que es menor que 1 o a lo mejor hubo muchos ahorros y si bien hicieron todas las inversiones, posiblemente gastaron el 80% o menos del 80% pero hicieron todo. Pero lo hicieron con beneficio del proyecto, ahorrando vamos a decir. ¿Entonces tendrían que venir a hacer una modificación de Plan?

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- No. A lo que se refiere el índice "n" es al número de años que dura el Plan, ya sea de Exploración o de Desarrollo. Entonces, ese va a ser constante digamos dependiendo de cada Plan. Lo que está comparando este índice es, en la parte de arriba, es la actualización, ya sea conforme a lo ejecutado que puede ser un poco más o un poco menos o conforme a lo que queda del Plan para comparar el Plan global, o sea, hasta este momento he ejecutado, si tengo un Plan, por ejemplo, de 100, hasta este momento he ejecutado 20 y en mi Plan tenía 20 para ese periodo y me quedan por ejecutar 80, entonces si voy en 20, en realidad estoy al día. O sea, todavía mi Plan hacia largo plazo va a ser 100, por lo tanto, en la parte de arriba va a ser 100 y la inversión aprobada va a ser 100 y no hay variación.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces el "n" es el número de años y el "j" menos 1 el punto donde estamos.

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Exactamente.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En tiempo actual.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- En tiempo actual.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que eso habrá que especificarlo, así como lo dice.

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Sí, la fórmula está un poco mejor explicada porque se explica cada variable ya en el documento de los criterios. Aquí buscamos simplificar y no pusimos la definición de cada una, pero el índice "j" justo se refiere al año actual y el "n" al total de años en el Plan.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ada a ver, una pregunta: ¿la "n" la define el operador o se define por el contrato?

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Se define por el Plan de Desarrollo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Por el Plan de Desarrollo que propone el operador.

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Que propone el operador, aunque sí está limitada a los años del contrato. No podemos aprobar un Plan más allá de.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pero sí lo pones a 15 años, es a 15 el máximo.

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Exacto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Dependiendo de cómo se defina y lo presente aquí en el Plan de Desarrollo.

MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO, CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.- Pudiera ser menos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Algún otro comentario? Muy bien. Si no hay otro comentario pido al Secretario Ejecutivo que dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

ACUERDO CNH.E.05.001/2020

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, IV y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 131 de la Ley de Hidrocarburos y 13 fracción V inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, expidió el Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta, para efectos administrativos, diversos artículos de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Asimismo, el Órgano de Gobierno acordó que se lleven a cabo las gestiones que sean necesarias para la publicación del referido Acuerdo, en el Diario Oficial de la Federación.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario 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.- Buenos días, Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. El día de hoy traemos a su consideración el dictamen técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab, presentada por el asignatario Pemex Exploración y Producción.

Como antecedentes a esta solicitud de modificación tenemos que ya es la segunda modificación al Plan de Desarrollo que presenta el asignatario después de Ronda Cero. La primera modificación fue aprobada el año 2017 y es el Plan de Desarrollo que actualmente se tiene vigente. Respecto a la relación cronológica tenemos que el asignatario presentó esta modificación el 4 de noviembre del año 2019, posteriormente se hizo la prevención de información el 19 de noviembre del año 2019. El asignatario atendió la prevención el 2 de diciembre del año 2019. Se pidió mediante oficio la opinión respecto al contenido nacional a la Secretaría de Economía y respecto al Sistema de Administración de Riesgos a la Agencia de Seguridad y Medio Ambiente. Hubo necesidad de ingresar un alcance por parte del asignatario el 17 de diciembre del 2019 para atender ciertas aclaraciones adicionales y tenemos el día de hoy, 23 de enero del 2020, la presentación ante este órgano de gobierno.

Como características generales de la Asignación, tenemos que esta Asignación se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Tabasco, con un tirante de agua de 30 metros aproximadamente y a 24 kilómetros al noroeste de la terminal marítima Dos Bocas. Actualmente se tienen 27 pozos perforados dentro de la Asignación de los cuales 9 son productores fluyendo bajo flujo natural y uno de los pozos contemplados en los 27 que actualmente se encuentra taponado,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fue un pozo que únicamente llegó a los 204 metros verticales bajo el nivel del mar debido a un accidente mecánico. Tenemos también como otras características de la Asignación que tiene un área de 73.6 kilómetros cuadrados, la fecha de emisión de la misma fue el 13 de agosto del 2014, tienen una vigencia de 20 años a partir de la emisión del título de Asignación, es un tipo de Asignación de extracción de hidrocarburos en aguas someras, el campo Xanab cuenta con 2 yacimientos, que es el Cretácico y el Jurásico Superior Kimmeridgiano, y esta Asignación colinda al Este con Asignación Campo Puerto Ceiba y al Sur con la Asignación Campo Mulach. La que sigue, por favor.

Respecto a las generalidades del campo Xanab, tenemos los dos yacimientos principales, que es el yacimiento del Cretácico y el Jurásico Superior Kimmeridgiano. Para el Cretácico tenemos que la parte Norte del campo es un anticlinal alargado y en la parte Sur del campo tenemos igualmente un anticlinal seccionado por fallas. Debido a los resultados que tuvo el operador en la primera modificación al Plan, con la perforación de los pozos Xanab 92-500 y cinco, que fueron productivos, principalmente, se hizo una reclasificación de la reserva 2P que se tenía en la zona Sur del campo a reserva probada. En la parte Norte del campo, debido a la irrupción de agua en los pozos, hay una reducción en las reservas, y por lo tanto una reducción en el volumen original que se tenía en ese entonces. Para el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano tenemos igualmente un anticlinal alargado en la parte Norte del campo y un anticlinal fuertemente afallado en la parte Sur del mismo. Otras características de estos yacimientos es el área que tienen de 26 kilómetros y 29 kilómetros, principalmente, el número de pozos perforados en cada uno de ellos, de los cuales tenemos 6 productores para el Cretácico y 3 productores para el Jurásico Superior Kimmeridgiano; una porosidad promedio de 3.1% para el Cretácico y de 6.9% para el Jurásico. Los factores de volumen son aproximadamente de 1.3 para ambos yacimientos. La temperatura de los yacimientos de 146°C y de 158°C. Una presión inicial para ambos yacimientos arriba de los mil kilogramos por centímetro cuadrado. Una presión de saturación de 165 y 153 para ambos yacimientos y la presión actual, que se encuentra todavía por arriba de la presión de saturación, cercana a los mil kilogramos por centímetro cuadrado. Cabe destacar que para los años de producción que todavía tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

este campo, nunca se va a llegar a la presión de saturación, debido a que el mecanismo de empuje principal para ambos yacimientos es el empuje hidráulico debido a la influencia de dos acuíferos activos.

Como etapas de desarrollo de lo que ha sucedido en este campo Xanab para ambos yacimientos, tenemos como primera etapa el desarrollo inicial del campo con la explotación del yacimiento del Jurásico con dos pozos productores, en la segunda etapa tenemos la entrada a producción de 3 pozos más en el mismo yacimiento, en la siguiente etapa de la explotación del yacimiento hubo la entrada de 2 pozos más a producción y la última etapa de producción de este campo, en la cual se encuentra también la modificación al Plan, tenemos que inicia la producción del Cretácico en el año 2016. Posteriormente, en el 2017, con la modificación al Plan, se alcanza la máxima producción de 160 mil barriles por día, pero posteriormente inicia la declinación abrupta de la producción debido al alto corte de agua que presentaban pozos para ambos yacimientos.

Debido a lo anterior y a la información que obtuvo el asignatario con la perforación de los pozos en la modificación al Plan, que es ahora el Plan vigente, nos presenta este objetivo de alcance de la modificación al Plan de Desarrollo, el cual consiste en extraer las reservas remanentes de 59.75 millones de barriles de aceite y 39.36 miles de millones de pies cúbicos de gas, lo anterior realizando el mantenimiento de la producción base a través de 17 reparaciones menores e incorporar producción adicional a través de la perforación y terminación de 3 pozos, aunado a las actividades de taponamiento y abandono de instalaciones dentro de la Asignación. El costo total para este proyecto presentado por PEP, que es posterior a la vigencia de la Asignación, es de mil 16 millones de dólares, en los cuales incluye una inversión de 734 millones de dólares, un gasto de operación de 246 millones de dólares y otros egresos derivados del mantenimiento y abandono de instalaciones fuera de la Asignación de 36 millones de dólares. La que sigue, por favor.

Respecto al cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, la tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, tenemos lo siguiente: con respecto al



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

volumen original y reservas cuantificadas de aceite y gas de los yacimientos del campo de esta Asignación, tenemos los volúmenes originales de aceite y de gas propuestos a partir de la fecha de corte en la que se iniciaría la explotación de esta modificación al Plan. Vale la pena destacar que hay una reducción del 21 y 22% respecto a los volúmenes originales que se contemplaban en el Plan vigente y una reducción, por ende, en las reservas de aceite y de gas a producir, con lo cual se obtendrían factores de reducción finales para el Cretácico de 40.4% de aceite y 45.3% de gas. Para el yacimiento Jurásico Superior, un factor de recuperación de aceite del 30.4% y 31% de factor de gas. Vale la pena destacar también que la reserva asociada al Cretácico realmente es reserva 1P, igual a la 2P, igual a la 3P, debido a que el operador no contempla la ejecución de pozos o reparaciones mayores para este yacimiento.

El asignatario, en esta modificación al Plan, propone o hizo la evaluación de 3 alternativas de desarrollo, decidiéndose por la alternativa que tuviera mayor volumen a recuperar y mejores indicadores económicos. La diferencia entre las alternativas es, principalmente, el número de pozos a perforar y reparaciones menores, las cuales son derivadas del riesgo asociado a la perforación de un pozo, el pozo Xanab-94, el cual se está perforando en la zona Sur del campo. Este pozo, a la fecha de corte, está en perforación al amparo del Plan vigente, sin embargo, el asignatario busca que se contemple como actividad en la modificación propuesta debido a un cambio de objetivo que sería del Cretácico al Jurásico Superior Kimmeridgiano y el pozo actualmente no está terminado. Tenemos que otra diferencia entre las alternativas es que el volumen a producir de aceite y gas entre la alternativa uno y la dos es el mismo, sin embargo, la alternativa dos su límite técnico económico sería un año posterior debido a la incorporación de un pozo adicional. La alternativa 3, que va únicamente por la producción de la reserva 2P. El que sigue, por favor.

Respecto al cronograma de actividades propuesto por el asignatario, tenemos la perforación de 3 pozos, los cuales se terminarían en el año 2020, como les comentaba la perforación del pozo Xanab-94 en el año 2019, el cual todavía no concluye, la terminación de los 3 pozos en el año 2020, la ejecución de reparaciones menores, de 17, la ejecución de 27 taponamientos a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los pozos y el abandono de 7 instalaciones, dentro de la vigencia de la Asignación. El asignatario contempla el abandono de un ducto y una plataforma posterior a la vigencia, en el año 2040, debido a que en la plataforma Xanab-C llega la producción de 8 asignaciones que son también del asignatario, de Pemex Exploración y Producción. Aunado a lo anterior, se contempla la toma de información y estudios, como lo son 4 núcleos, 3 muestras de canal, análisis PVT, aforos, pruebas de interferencia, registros convencionales y especiales, registros de perfil sísmico vertical, el reprocesamiento de la sísmica 3D existente y la actualización a los modelos geológicos del Cretácico y Jurásico. La que sigue, por favor.

Como análisis o como evaluación de la comparativa entre el Plan vigente y el modificado, tenemos la comparativa en las actividades que se contemplaban en el Plan vigente y en la modificación al Plan, y tenemos el comparativo de las inversiones que ha ejecutado el operador, lo contemplado en el Plan vigente versus lo contemplado en la modificación al Plan de Desarrollo. Podemos ver que hay una diferencia de mil 414 millones de dólares que le restarían por ejecutar del Plan vigente respecto a lo contemplado en la modificación al Plan propuesta, sin embargo, respecto al aceite y gas a producir vemos una disminución del mismo, debido al menor volumen original que se evaluó en estos yacimientos y debido al aporte de alta producción de agua en los pozos dentro de los mismos, tenemos una diferencia de 87 millones de barriles respecto a lo contemplado en el Plan vigente y una diferencia de 121.8 miles de millones de pies cúbicos respecto a lo contemplado en el Plan vigente.

Siguiendo con el cumplimiento al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, respecto al programa de aprovechamiento de gas natural, ya que hay gas natural asociado en estos yacimientos, tenemos que el asignatario nos presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en esta solicitud de modificación al plan, el cual fue analizado por esta Comisión y no se considera una actualización debido a que se mantiene una meta de aprovechamiento de gas anual del 98% a lo largo del periodo de vida productiva de esta Asignación, y para el año 2019 el asignatario establece los problemas que tuvo para poder obtener o para obtener esta meta del 98%, los cuales derivan principalmente en incrementos en bacheos de producción y fallas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

operativas en instalaciones para aprovechamiento del gas. Por lo tanto, se mantiene este PAGNA en términos de lo aprobado previamente por esta Comisión.

Respecto a los mecanismos de medición en la producción de hidrocarburos tenemos lo siguiente: Los hidrocarburos producidos en la Asignación se miden de manera referencial en las plataformas Xanab-B, Xanab-A, Xanab-D y Xanab-C. Aquí en esta plataforma Xanab-C llega la producción de las 8 asignaciones que comentaba anteriormente; posteriormente, continúa el trasiego de la mezcla hacia la plataforma Yaxché-A, que se encuentra fuera de la Asignación, y posteriormente, llega a la batería Litoral y a las compresoras Litoral, en la terminal marítima Dos Bocas, donde inicia la separación tanto del aceite como del gas. El gas sigue su camino hacia el Centro Procesador de Gas Cactus y al Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, donde se realiza la medición fiscal. Y el aceite va de la terminal marítima Dos Bocas al Centro Comercializador de Crudo Palomas y a exportación.

Como medidores fiscales tenemos el tipo de medidor turbina, la terminal marítima Dos Bocas, el tipo de medidor ultrasónico para petróleo en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, placa de orificio principalmente en Coriolis en los centros procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, para medir el gas natural y el condensado. La que sigue, por favor.

Respecto al programa de inversiones, la manera en que el asignatario destina los gastos a erogar en este proyecto, a la vigencia de la Asignación, tenemos que el asignatario propone un porcentaje de 37.65% para la subactividad petrolera de producción, que es el mayor monto a erogar, y tenemos un costo total del proyecto de mil 11.76 millones de dólares, hasta la vigencia de la Asignación, el cual contempla un rubro de otros egresos debido al mantenimiento y a actividades de abandono en instalaciones fuera de la Asignación.

Tomando en consideración las siguientes premisas, la Comisión realizó la evaluación económica, para obtener los indicadores económicos relacionados al proyecto, teniendo como producción de aceite 59.7 millones de barriles, la producción de gas de 39.36 miles de millones de pies cúbicos, la cual se le está quitando la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

parte de autoconsumo que tendría el asignatario y el gas no aprovechado. Tenemos el precio del aceite de 65.05 dólares por barril, el precio del gas de 3.71 dólares por millar de pie cúbico, la tasa de descuento del 10% y el tipo de cambio de 20 pesos por dólar. Teniendo en consideración estas premisas, después de realizar la evaluación económica por esta Comisión, se obtiene que el proyecto es viable económicamente, ya que tenemos indicadores económicos positivos antes y después de derechos e impuestos.

Una vez realizada el análisis y la evaluación de la información entregada por el asignatario, tenemos a bien hacer las siguientes recomendaciones al asignatario que derivan principalmente en los problemas del influjo o los problemas de los altos gastos de agua que han tenido los pozos en los yacimientos de este campo, se recomienda hacer mayores y mejores análisis nodales para determinar diámetros de estranguladores óptimos y minimizar con esto las caídas de presión en el yacimiento y en los pozos para evitar la conificación o canalización del agua. Tomar información y monitoreo de la producción del agua para tener mayor certidumbre en la profundidad de los contactos agua-aceite. Implementar programas continuos de seguimiento a la producción de agua para implementar acciones oportunas que eviten una irrupción abrupta en los pozos.

Realizar o actualizar un modelo de simulación numérica de yacimientos, para tener mayor certidumbre de las reservas a recuperar del escenario de extracción, así como optimizar dicha estrategia de extracción para los yacimientos del campo. Tomar también en cuenta las lecciones que se tienen aprendidas en la zona Norte del campo donde hubo la mayor reducción de la producción debido a la irrupción del agua y también tomar las lecciones aprendidas en campos análogos como lo son Puerto Ceiba y el campo Yaxché, para, asimismo, también ver lo que se hizo aquí y evitar actividades de extracción que pudieran reducir la extracción en estos yacimientos.

La evaluación técnica que se hizo a esta solicitud de modificación al plan, se hizo verificando que se diera cumplimiento a la normatividad aplicable, la cual es el cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos, el cumplimiento a la Ley de Órganos Reguladores y Coordinados en Materia de Energética, el cumplimiento a los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lineamientos de Planes, el cumplimiento a los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos y el cumplimiento a las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas natural asociado.

Por lo tanto, derivado de este análisis se propone este dictamen técnico en sentido favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que 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.

Por parte de esta Dirección General sería todo, Comisionado, y estamos atentos a cualquier duda o comentario que pudiera surgir.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Ingeniero Mejía. Tengo una pregunta en el aprovechamiento de gas, en la lámina 15, la meta de aprovechamiento de gas mínima, la están fijando ¿en 97?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, no. Esa era la que se tenía en 2018, pero la que se tiene ahorita es la de 98.5.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿La 98.5?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, la de 98, perdón. ✓

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Esa es la que están asignando ellos?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Cómo mínimo?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí. Y que también están en apego a las disposiciones de aprovechamiento de gas, aún tienen un plazo de tres años para alcanzar el 98% del aprovechamiento de gas. Entonces ahí es un poquito la parte de la historia cómo ha sido la evolución, pasamos desde el 87 y se pasó hasta el 97 y ya estarían pactando lo que sería para los siguientes años en lo que es 20 en adelante ya el 98% con lo cual se estaría dando cumplimiento a las disposiciones de aprovechamiento de gas.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Doctora Alma América.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Mejía, quisiera que nos platicara un poquito más de la historia del yacimiento. Es decir, nos dijo muy rápido que pues el volumen cayó ¿no? Pero la razón por la cual el volumen cayó, o sea, porque cuando uno ve en el estado actual pues hasta parecía que el yacimiento va a ser, es con resultados muy benéficos porque el factor de recuperación va a subir, etcétera ¿no? Pero si nosotros nos vamos años atrás, este yacimiento traía valores en producción casi 5 veces más de lo que va a dar en lo que nos están proponiendo y 4 veces más de lo que en aceite y 4 veces más de lo que nos están proponiendo en gas. Entonces, parece que los indicadores no me cuadran ¿no? mentalmente porque pues, efectivamente, si bajan como yo siempre lo he dicho, el volumen y ahora es una quinta parte de lo que yo les había dicho hace 2 años o 3, pues el volumen es chiquitito y pues ahora voy a tener mayor eficiencia. Entonces, mi pregunta concreta es: el contacto agua-aceite de inicio ¿no se había identificado?

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Se tenían estimaciones del contacto agua-aceite, sobre todo para el yacimiento del Jurásico Superior, para el yacimiento del Cretácico anteriormente y aún a la fecha no se tiene bien identificado ese contacto. Se tiene identificado dónde se tiene el nivel de agua en ciertos pozos, pero no hay, se necesitan más estudios para poder determinar un contacto agua-aceite, sobre todo determinar cuál fue el contacto agua-aceite original y cuál es el contacto agua-aceite actual para tener más certidumbre en las reservas y en el volumen.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, sin embargo, pues ya no le queda mucho volumen ¿no? Según lo que nos están diciendo...

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Se redujo un 20% y las reservas, sobre todo las reservas remanentes son las que más han sufrido.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Y la producción 5 veces en, o sea, digamos en volumen total, 4 casi 5 veces en aceite y casi 4 veces en gas.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Principalmente en la zona Norte del campo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, porqué, porqué lo estoy haciendo así puntual. Porque mi pregunta va, es de que si los pozos que están cerrando por agua, ¿son pozos que ya fueron invadidos, pero en principio tuvieron aceite y que fue por abrirlos a un gasto mayor que se invadieron o porque de inicio estaban invadidos?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, doctora. Aquí es importante, como lo comenta, tomar en consideración toda la historia de cómo se desarrolló y se ha venido produciendo el campo. Efectivamente, de inicio los pozos que actualmente están invadidos tenían aceite 100%, sin embargo, como lo comenta el, o lo comentó durante su presentación el ingeniero Mejía, este es un yacimiento que tiene muy alta presión. Tiene una presión de las más altas que tenemos en México en los campos, porque tiene un acuífero asociado que nosotros le llamamos de alta energía, porque tiene mucha presión y si nosotros no logramos, como lo pusimos en las recomendaciones, determinar un diámetro óptimo para explotar esos campos, al no tenerlo bien determinado y buscar producciones altas, porque debido a esa alta presión son capaces de producir mucho, lo que ocasionamos es que se nos vayan invadiendo de agua ¿no?

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya, ahí párale. O sea, yo lo que, mi punto es de que el volumen no tiene



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que bajar. O sea, simplemente esto, esto se vino el agua, pero el aceite ahí quedó atrapado. Entonces, finalmente el volumen original ahí se queda. Entonces, técnicamente, técnicamente el volumen original que es el *in situ* no tendría por qué estar bajando ¿sí? Una cosa es de que se haya venido el agua y otra cosa es de que no exista aceite *in situ* ¿sí? Entonces, mi punto es de que el volumen original técnicamente no debe de bajar ¿sí? Perdón.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No, no. No se preocupe, doctora. Para eso estamos. Lo que pasa es que también aquí es importante considerar el régimen al que estuvo sujeto de explotación esa parte del Jurásico y del Cretácico en la parte norte y que sí tuvo que ver la influencia del diámetro del estrangulador que le pusieron para obtener mayor producción en menor tiempo pero también lo que comentan ellos y es parte de lo que estuvimos revisando a detalle, es que hacen la estimación del volumen original con información adicional que dicen ellos haber obtenido de los pozos nuevos que perforaron y que les permitieron actualizar su modelo estático, igualmente con un nuevo cubo sísmico que es Tzimín Tojual, les permitió este también hacer esa determinación en cuanto a lo que era el tamaño de la estructura, variaron según sus mediciones en los pozos nuevos, las propiedades donde dicen que tienen estas variaciones en cuanto es la cuantificación de su porosidad promedio y también lo que es importante, que comenta usted, doctora, que ellos con la información dinámica que tienen de cómo se explotó el campo, también pudieron haber tenido una actualización.

✓
Pero lo que es importante mencionar, como usted lo dice, es que si por eso tratamos de ser enfáticos en que en estas nuevas áreas en que van a explotar los campos, pues hagan una toma de información para los nuevos pozos que sean, tratemos de ser más precisos en la determinación de esos contactos que son los que nos pueden llevar, si este contacto agua-aceite está más arriba o más abajo, pues nos va a mover lo que sería el volumen original y también las reservas. Y es muy importante y así se hizo cuando se autorizó la modificación del Plan de 2017, para este también lo tenemos considerado, que vamos a dar un seguimiento muy puntual a cómo se está llevando a cabo este plan, en caso de aprobarse, pues para tomar las acciones o que la Comisión haga
f



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las recomendaciones en tiempo, para que no pueda darse esa irrupción abrupta, que se menciona se dio en la zona norte del campo.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, yo nada más mi conclusión es de que este tipo de yacimientos puede haber, ahora sí que canalizaciones de agua, hay hidrocarburo residual que finalmente queda ahí atrapado, no es el asunto que se haya hecho chiquito el yacimiento, el volumen es original y al final de cuentas es uno. O sea, no conforme se vaya explotando va reduciendo. O sea, eso es falso, es también un problema de concepto. Entonces, el asunto es de que el volumen es como si tuviéramos, ahora sí, como algo para almacenar agua, pues el volumen es el volumen. Si yo voy sacando el agua, pues se va reduciendo el agua que yo tengo ahí contenida, pero el volumen, de inicio, es el mismo ¿no? Ahora, si yo pongo ahí otras cosas, pues quizá va a ser más difícil sacarlo, lo que sea, y ahí se puede quedar atrapado. Pero el volumen original es el mismo.

Yo, conceptualmente, creo que está mal el asunto de ir bajando el volumen original. Y por qué estoy enfatizando eso, porque el problema es que estamos condenando un yacimiento que quizá en un futuro, con alguna técnica de recuperación, podría tener una factibilidad de recuperar ese hidrocarburo residual que queda. Entonces, el hecho de decir: ah pues no era así, ahora es así, ah, ahora es así, pues quiere decir que, pues voy a cerrar todos los pozos, voy a abandonarlos. Entonces, pues todo eso que quedó abandonado y pues ya voy a abandonar el yacimiento, ya no quedó. Qué tal si llega una técnica de poder recuperar el hidrocarburo residual de lo que dejamos ahí atrapado por haber explotado de una manera rápida nuestros yacimientos ¿no? O sea que, que no es la primera vez. Entonces, creo que sí es importante este, el concepto tenerlo claro y, desde mi punto de vista, nada más la recomendación es revisar el volumen original de ellos.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, si doctora. Por eso también, parte de las recomendaciones que hizo el ingeniero Mejía, que estuvimos y que concluyen con lo que nos está comentando, una de las recomendaciones así enfáticas es que, tienen problemas ellos para hacer su modelo de balance de materia en cuanto a lo que es ya la explotación y ver cómo varían



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los volúmenes, y les estamos pidiendo ahí o recomendando que busquen fortalecerlo llegando a un modelo de simulación numérica, que de alguna manera es el modelo que considera mayor información para construirlo y que puede dar mayor certeza sobre el comportamiento del campo. Es importante también mencionar que sí puede haber variaciones del volumen original, porque la que no va a variar es la estructura, estructuralmente no varía, pero en cuanto al contenido de los fluidos y los contactos es lo que nos puede hacer en su cuantificación y también si llegan a tener ellos alguna, digamos, información adicional que les permita modificar los parámetros como la de los fluidos, como es el factor de volumen o la porosidad y la compresibilidad, sí pueden tener algunas variaciones, doctora.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero nada más, por eso pregunté al inicio: Que si los pozos que estaban en el agua.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Originalmente habían producido. Me dijeron que sí.

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

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Lo que quiere decir de que sí había volumen y no es de que de repente se invadieron todo y se llenó todo de agua y entonces ese volumen sí existía.

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

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, son dos consecuencias ¿no? Nada más para precisarlo. El volumen como bien ya se comentó, el volumen poroso inicial, si lo queremos ver, ya saturado es uno, que ese se va a ir afinando en cuestión de la toma de la información y en cuestión de las propiedades *per se* que te de la parte dinámica. Entonces es ahí donde podemos tener esa variación, si así se dio, sí podría tener



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

este cambio de volumen en cuestión de fluidos original. Ahora bien, si ya tenemos pozos, como bien se comentó, que tenían producción de aceite, que estaban en seno de aceite y que, en algún momento, por velocidad de flujo, el agua entró y ese volumen de aceite ya quedó confinado, bueno, es un volumen de aceite confinado que no se podría extraer ahorita por condiciones de flujo, pero tendríamos que hacer dos separaciones: una por cuestión volumétrica en cuestión de propiedades y otra por condiciones de flujo. Nada más para ver cómo se podrían dar estas variaciones, y lo checamos también. Eso lo podemos ver también en la parte de las reservas y en la evolución que tendríamos al proceso cómo es que se estarían determinando esta clasificación y cuáles serían las causales o las justificantes ahí para, para determinar esto.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Pimentel.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, gracias. Esto, esto último me parece que es muy importante porque hay que recordar que este campo fue sujeto de una, de una sanción económica por parte de este Órgano regulador, justo por el tema del manejo del gasto crítico ¿no? Se vino el agua, técnicamente consideramos que hubo ahí un manejo indebido y ese es un proceso que está en marcha. Entonces, creo que es muy importante que esto último que señala Julio, pues no perderlo de vista. Este ciertamente es un campo que históricamente ha sido muy importante en términos de producción de aceite para el país. Estuvo, si no recuerdo mal, en el lugar número cinco del año pasado y bueno, pues desgraciadamente tuvieron esta irrupción. Esto que nosotros consideramos en su momento un manejo inadecuado del gasto crítico y estos comentarios me parece que son muy importantes tenerlos presentes. No tiene, desde luego, nada que ver el que pudiéramos ahora dar argumentos respecto del volumen original o no. La sanción que, en su caso, ya impusimos pues tuvo la motivación de un adecuado manejo y ahora, pues sí, el Plan viene a la baja, eso es una realidad y sí, solamente quería yo traer a la mesa, pues recordar estos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

antecedentes que sí me parece son muy muy importantes ¿no?
Gracias, presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel, Comisionado
Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas
gracias. Bueno, volumen original. Yo tengo otros temas, pero me
gustaría ver un poquito del volumen original. El fenómeno de flujo
de fluidos en medios porosos considera que hay una cierta
posibilidad que los acuíferos puedan invadir los pozos en forma
temprana ¿sí? Siendo que no se haga una operación adecuada del
pozo, o que no se tenga una buena definición de dónde está el
contacto agua-aceite. Si yo considero que está mucho más abajo
de lo que está, aunque esté manejando un gasto adecuado, pues
me va a invadir. Entonces —yo creo que los comentarios de la
doctora Alma América son considerando que hubo una y también
los del Comisionado Pimentel— de que hubo altos gastos que
atrajeron el agua. En ese sentido, creo que es válida la afirmación
de que el volumen original, pues no debía de cambiar. Pero no es
posible concluir que si un pozo estaba saturado al 100% de aceite
o en 90% ¿no? Quitando saturación de agua, haya sido conificado.
O sea, realmente en la medida que uno va produciendo los
yacimientos, el acuífero va subiendo en el nivel. El maximizar el
valor significa que debemos de explotar los pozos de tal forma que
el acuífero vaya subiendo de una forma homogénea ¿sí? Si eso se
dio así, y en un momento dado se saturó el yacimiento, digo el
pozo con agua y se tuvo que cerrar. Entonces, en ese sentido, hubo
una buena explotación.

Entonces, realmente no podemos concluir, de si hubo una buena
explotación o una mala explotación, porque tendríamos que tener
la claridad de si hubo conificación o no hubo conificación. Pero el
tema de volumen original tiene que ver con una estimación que
hacen los operadores en función del volumen impregnado de la
estructura, como bien lo dijo el maestro Castellanos y también el
maestro Julio, pero esa estimación pudo haber sido errónea,
suponiendo que el acuífero estaba más abajo. Si se determinó más
adelante que el acuífero estaba más arriba, el volumen original
puede cambiar. No hay una solución única, o sea, en algunos casos
puede cambiar el volumen original en otros no puede cambiar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces, es una cuestión que se tendrá que analizar con cuidado. Pero bueno, ese es un tema de volumen original. El otro tema que yo traigo es de los pozos. En la lámina 4, incluye ahí cuántos pozos se han perforado y hay ahí un apunte en la parte de abajo, dice que Xanab-24 ya se taponó. Entonces de los 15 más 11, ya uno está taponado. Pero solamente hay 9 pozos productores ¿sí? Pero si después nos vamos a la lámina de Gantt, de las actividades, la lámina número 12, ahí se plantea que va a haber 27 taponamientos.

Entonces, como que no me dan las sumas de los tres pozos que van a perforar adicionales más los que ya tenían con número 27, pero por otro lado llama la atención que hay muy poquitos pozos operando y seguramente, muchos de ellos están invadidos de agua, y la invasión de agua genera corrosión en los pozos. Y la pregunta es ¿por qué se van a ir hasta el 2029 para empezar a taponar? Eso es muy bueno, desde el punto de vista económico, porque los costos cuando se pasan a valor presente neto, pues bajan mucho y el valor presente neto se incrementa, pero aquí es una cuestión de logística ¿por qué se van hasta el 2029 a taponar 17, después al 2030 otros 10 siendo un total de 27? Pero la suma no me da porque tenemos 15 más 11 son 26 que ya están actualmente, digamos no son 26 porque hay que quitar uno que está taponado. Entonces serían 25 que tienen que taponearse. Pero si son 25 más otros tres, serían 28. ¿Por qué acá el 27? Bueno es una pregunta, y la otra ¿por qué se van hasta el 2029?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Digo, ahí para entrar un poco en la parte del abandono, habremos de ver porque en Xanab-C, también confluyen otras asignaciones, donde nos las están considerando como asignaciones futuras. Entonces, por lo que hace Xanab-C es lo que tenemos como la distribución operativa, aunque converja fluido. ✓

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO. – Sí, en lo demás estoy de acuerdo pero en el taponamiento ¿por qué hasta 2029?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muy bien, le comentaba solamente estamos en infraestructura.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahorita, ahorita le decimos también la parte de los pozos, cómo están desincorporándose por el gasto que se tuviera esperado para cada uno de ellos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí. Mientras aprovecho para las recomendaciones. Las recomendaciones se me hacen muy atinadas, las recomendaciones están en las láminas posteriores —perdón— y yo les sugiero que hagan un cambio ahí en la redacción. Hay una que tiene que ver con análisis nodal, que ya se comentó aquí también en varias ocasiones, en la discusión. Hablan de terminar el diámetro estrangulador óptimo, realmente lo que se determina es el gasto este, en función; obviamente el diámetro genera un gasto.

Pero hay que determinar la producción óptima que minimice la caída de presión en yacimiento y eso no solamente tiene que ver con el análisis nodal, tiene que ver con el análisis de la conificación, de la posible conificación en el yacimiento, más todo lo demás. Entonces, a mí me parece que en lugar de determinar el diámetro del estrangulador óptimo que pongan el diámetro del gasto óptimo de extracción de los pozos. Eso es muy fácil ¿no? Y la, bueno, no sé si tengan algún comentario.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Perdón, respecto a los pozos a taponar tenemos 15 pozos cerrados sin posibilidades, más los 9 que están actualmente produciendo y los 3 a perforar da el total de los 27 taponamientos.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Okey. Entonces, aquí ¿qué pasa entonces en la lámina donde vienen también estas cantidades? En la lámina ¿cuál es? En la lámina 4, hay 15 más 11, que serían finalmente uno menos ¿no? Porque ya uno está taponado, que es el Xanab-24 entonces son 26 aquí. Entonces son 26 aquí, esa cifra tiene algún cambio ¿verdad?

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, o sea, son ahí dentro de eso, ahí como estamos desglosando a cuántos pozos han sido perforados para cada yacimiento, el Xanab-24 no se encuentra dentro de esos, está aparte.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, okey.
Entonces son 26.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA
DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Porque no llegó a ningún
yacimiento.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR
GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No llegó a
objetivos.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA
DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No llegó a ningún objetivo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-
Entonces, son 26 más los que se van a perforar.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-
Entonces, 26 más los que se van a perforar son 29 pero en la lámina
de las actividades hay 27.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA
DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esa, esa
es la cuenta que no me sale.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR
GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Dentro del estado
del pozo, que nos presenta el asignatario se menciona que existen
2 pozos. ✓

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, ahí
está, esa es la solución.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR
GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es que están dos
en uno: El Xanab-1 está taponado, y si no recuerdo también es el
mil uno.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ. – Sí, es que son dos pozos exploratorios, que son los que están en la parte Sur del yacimiento.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perfecto. Entonces, regresando, por favor a la lámina 9. Es mi última, mi último comentario y haciendo un símil con lo que pasó con Samaria, se acuerdan que en Samaria pues más o menos teníamos lo mismo, pero aquí, aquí hay algo que llama la atención, porque la alternativa 2 perfora un pozo más con respecto a la alternativa 1, pero si analizamos el comportamiento del gasto en el tiempo, resulta que la alternativa 2 produce menos. Lo produce, cuando es el acumulado producen igual, pero produce menos en el tiempo. El pico de la opción uno está como por cincuenta y tantos mil barriles y el otro está como cincuenta, pero no se ve el momento en que entra otro pozo. Entonces, la pregunta es ¿cuándo entraría, en la alternativa 2 el, el cuarto pozo, el pozo adicional?

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es que sí. Yo creo que no se alcanza a ver porque está entrando en paralelo, por eso en la verde, lo que es el pronóstico de producción de la alternativa uno, que es este.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí creo, creo que lo pueden agrandar, sería muy bueno.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, lo que me estaba comentando es que el cuarto pozo, en lo que sería la alternativa 2, estaría entrando en el 2021. ✓

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero no se nota en 2021 ningún cambio de la tendencia.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- No. Yo creo que, porque como ya viene muy fuerte la declinación, lo único que hacen al abrir esa, esa boca, es mantener la producción. Como ya viene declinando, ya no se alcanzarían a ver ese, digamos, esa incremental de producción. ✓



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Okey.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No pues aquí queda de manifiesto que no más pozos significan un mejor rendimiento del proyecto.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Claro. Sobre todo, eso lo podemos ver si nos vamos a la tabla. Si vemos el volumen a recuperar de la alternativa 1 y 2, es igual.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es igual.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Entonces, lo que hacemos al incluir un pozo más, para extraer el mismo volumen, es que de alguna manera podemos ahí variar los gastos, pero el costo del proyecto saldría el equivalente del pozo adicional más caro ¿no? Y eso es lo que le resta rentabilidad al final, porque los ingresos son los mismos para las dos. Exactamente.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Generalmente pues, se adelantan pozos, se adelanta producción ¿no? Así veíamos ayer Samaria, pero aquí no digo, antier, perdón. Ayer, no. Pero aquí no se alcanza a observar ese adelanto de producción, pero ya está bien clara la explicación de que cuando lo perforen en 2021, ya viene muy fuerte la declinada, la declinación.

Entonces lo que hacen es mantener, pues una declinación más suave ¿no? Esto deja ver un punto de inflexión que no se alcanza a ver en la gráfica. Pues muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Martínez. Doctor Moreira, adelante.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La número 13. La 13. Me quería referir a donde tienen aceite, miles de barriles diarios. El Plan vigente tiene 242.7. Si nosotros vemos el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Plan vigente, el Plan vigente está en azul. Entonces, supongo estos son los datos del 2019. Entonces ¿de dónde sale 242.7, si el Plan vigente siempre está bajo 200?

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- No, perdón. Pero eso es en volumen acumulado, el volumen a producir completo de todo el periodo, no la máxima producción.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, no. No es la producción.

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, no es el, arriba dice NP, sería el aceite acumulado y lo que presenta la gráfica es el aceite diario. Lo que sería el gasto diario.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Luego tiene usted real 55.5 y luego diferencia de V-R: 87, pero otra vez, 242 menos 55 no es 87.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Lo que pasa es que ese es el Real.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Estamos hablando de lo mismo porque ponen: Real.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Sí, ahí tenemos que checar bien esa cifra porque es este, lo que generalmente ponemos ahí es la diferencia de lo que ya tiene el vigente, lo que han acumulado y sería la diferencia entre lo que va a producir respecto al remanente de los 242.

COMISIONADA, DOCTORA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Creo que les faltó nada más un cien, es 187.2.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Un 100. Sí, nos faltaría el remanente ¿no?

INGENIERO RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Es el 187.2.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- Es un error de dedo. Sí. Sí, se nos fue un error ahí.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias. Muy bien, comisionados. De no haber otro comentario, le pido al Secretario Ejecutivo que lea la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.05.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab.

ACUERDO CNH.E.05.002/2020

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 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-0369-2M-Campo Xanab.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:15 horas del día 23 de enero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quinta Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Alma América Flores Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo
para el periodo del 31 de diciembre de 2019
al 31 de enero de 2020

