



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA SEXTA SESIÓN ORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:07 horas del día 5 de diciembre del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019, con el objeto de celebrar la Décima Sexta Sesión Ordinaria de 2019 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 220.1039/2019, entregado a los Comisionados el 2 de diciembre de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0122-Tampico Misantla.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Puscat-1Exp.
- 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 para la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú.
- 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 Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017 presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-BG-01/2017 presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.

II.7 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de la vigencia del contrato CNH-30/2017 relativo a la Prestación de Servicios de Comercialización de los hidrocarburos gaseosos que el estado obtiene como resultado de los Contratos para la Exploración y Extracción.

III.- Asuntos para conocimiento

IV.- Asuntos generales

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0122-Tampico Misantla.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

"DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Gracias. Buenos días Comisionada, Comisionados. Traemos a ustedes el Dictamen Técnico del Plan de Exploración que Petróleos Mexicanos presentó para esta área que es la AE-0122 que se encuentra en el área Tampico-Misantla y por eso es que toma



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ese nombre. El fundamento legal que revisamos para desahogar este tema pues es el que viene inscrito desde la Ley de Hidrocarburos en el artículo 44, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética en el artículo 39, el Reglamento Interno de la Comisión que faculta a esta Dirección General a traer el dictamen hacia este Órgano de Gobierno, los lineamientos que dan todo el marco para seguir este trámite, además de lo que establece el propio Título de Asignación de esta área.

El mapa que ustedes ven aquí a la derecha es solamente para identificar el área. El área es esta área que está dibujada con este color como rosa y, si ustedes ven, tiene traslape con algunas otras Asignaciones de Petróleos Mexicanos y en el centro tiene un hueco que está pintado en verde que es otra Asignación de Petróleos Mexicanos. Entonces es un área que se encuentra justamente en la parte sur de la cuenca de Tampico Misantla y hay suficiente actividad en el área. Eso es lo que denota este mapa. Ahorita vamos a ver en la siguiente diapositiva dónde está ya la localización específica.

Nos encontramos justamente en el sur de Veracruz, en el oriente de la República Mexicana más o menos a 58 km de Tuxpan, Veracruz, o 41 km de Poza Rica. Estamos justamente en la cuenca petrolera de Tampico-Misantla, que es una de las cuencas que, como sabemos, es históricamente ya estudiada y con una vasta producción. Para recordar que este Título de Asignación que vemos ahora del plan que está asociado al mismo fue emitido el 28 de agosto de 2019 de las 64 Asignaciones que se le otorgaron a Petróleos Mexicanos en esa ocasión. Entonces vemos aquí en el mapa de la derecha justamente la ubicación de la Asignación y vemos los vértices que conforman el polígono. Entonces, como ya les advertí en el mapa anterior, hay un polígono central que es donde no hay digamos actividades de exploración para esta Asignación por supuesto. La superficie es aproximadamente de 787 km², que es donde Pemex puede hacer la exploración en esta área.

Ahora bien, les presentamos los antecedentes exploratorios y estos antecedentes solamente están reflejados en el periodo anterior de la Asignación que fue entre 2014 y 2019. Ustedes van a ver que varias de estas actividades que estuvieron en este periodo están enfocadas a los no convencionales porque en ese periodo Pemex en esta área estuvo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

enfocado a esas actividades. Entonces se hizo procesamiento sísmico, particularmente de dos estudios. Los vemos en el mapa. Uno de los estudios es Coyula Norte 3D, que es el que está pintado como con rosita y el otro es el estudio Coyula-Humapa-Cacahuatengo 3D, que es el que está con rayas verticales en la parte sur del área. Eso se hizo como procesamiento sísmico. Se hicieron tres estudios regionales que justamente iban enfocados a los *plays* no convencionales y se hicieron 16 estudios asociados con la perforación de pozos.

Asimismo, se perforaron tres pozos exploratorios que son los que marcamos en el mapa. Este pozo que se llama Kaneni-1EXP, este otro que se llama Pankiwi-1EXP y este otro que se llama Maxochitl-1EXP. Los tres pozos tenían objetivo no convencional, entonces estaban justamente direccionados a eso y aquí les ponemos las fechas. Son pozos que se realizaron el año anterior y que lo vamos a ver más adelante, pero, como sabemos por el concepto que se maneja en estos pozos, pues no es óptimo cerrar los pozos una vez que se perforan en este caso para los no convencionales. Entonces si avanzamos.

Ahora sí lo que presenta este nuevo Plan de Exploración en el área es pasar en una etapa de evaluación del potencial de hidrocarburos y también llegar a una etapa de hasta incorporación de reservas. ¿Por qué? Porque se va a dar continuidad por un lado a la producción que se tiene en los *plays* no convencionales, que eso lo prevé justamente el Lineamiento de Planes al establecerlo como producción temprana, pero además se van a incorporar recursos y se van a investigar *plays* del Jurásico y del Cretácico convencional. Este plan, recordemos, es solamente para actividades convencionales y con las actividades que vamos a ver en un momento se van a generar también o se espera generar nuevos prospectos. Entonces, de manera muy rápida, las actividades exploratorias que está presentando Petróleos Mexicanos las divide en dos, en un escenario base y un escenario incremental, recordando que el escenario base es el escenario que queda digamos obligado dentro del plan y el escenario incremental son actividades adicionales que pudiera ir desarrollando el operador.

Entonces como parte del escenario base está procesamiento de información sísmica prácticamente en la totalidad del área, estudios exploratorios que serían 13 en el escenario base, 9 en el escenario



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

incremental —perdón, en el escenario incremental del procesamiento de información sísmica no hay— y la perforación de prospectos. En el escenario base Petróleos Mexicanos estima perforar tres prospectos exploratorios, en tanto que en el escenario incremental estima perforar otros cuatro. Ahorita vamos a ver entonces el detalle justamente de estas actividades.

Entonces justo en esta diapositiva vemos el calendario de estas actividades que se van a estar desarrollando en el área. Vemos en ese mismo sentido del lado izquierdo a derecho digamos vemos las actividades de procesado sísmico, luego los estudios exploratorios y los pozos exploratorios que se estarían dando en el área. Entonces las actividades de procesamiento sísmico están enfocadas en el estudio Coyula 3D y se están realizando actualmente. Es información que ya existe, entonces es información que se está realizando, digámoslo así, en gabinete. Después se decantan una serie de estudios exploratorios que están enfocados justamente a las posibles perforaciones de pozos. Para recordar nada más aquí los colores, el escenario base está con verde y con color gris están las actividades del escenario incremental.

Entonces vemos que hay algunos estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos en la primera etapa del plan. Sin embargo, si vemos hacia acá abajo vemos que hay los dos primeros pozos exploratorios ya están listos digamos para perforarse. Los estudios que dieron origen a estas localizaciones ya se hicieron, entonces estos estudios que se reflejan en este calendario son los que darían vida a los siguientes pozos que vienen en los años subsecuentes. Se harán unos estudios de fracturas para los *plays* del Cretácico y también para los *plays* del Jurásico en dos etapas y habrá estudios de sistemas petroleros también enfocados en dos etapas a lo largo de este plan.

Asimismo, adicional a los pozos exploratorios que se estarían perforando, se está considerando lo que ya había mencionado hace un poco, que es la producción temprana de los tres pozos exploratorios que están perforados en el área. Esa producción temprana se estima que sea por seis meses, así lo reporta el operador que será por seis meses y sabemos que, consecuencia de la producción temprana y de las actividades que desarrollen, entonces el lineamiento marca que para avanzar debería de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

haber un programa piloto. Entonces estas son las actividades que refiere el contratista para estos tres años que dura su primer periodo de exploración.

Ahora, si vemos algunos detalles ya de lo que establecen estas actividades. En cuanto a los prospectos exploratorios, vemos en la parte superior de esta tabla los tres prospectos del escenario base y en la parte inferior los cuatro prospectos del escenario incremental. Vemos que, como les anticipábamos en la parte de las láminas anteriores, los *plays* que están pretendiendo estudiar son *plays* del Cretácico y *plays* del Jurásico, todos ellos *plays* convencionales porque aquí coexisten ambos *plays*. La profundidad de los objetivos cuando son hacia el Cretácico, pues son menores. Cuando van al Jurásico, podrían llegar al orden de arriba de 3,000, casi 3,500 metros de profundidad. Los recursos a incorporar están en esta columna y las probabilidades geológicas, como ustedes ven, pues ya son interesantes, no son bajas. Entonces y aquí ya vemos cuál sería el volumen que se estimaría incorporar derivado de la perforación de esos pozos en caso de éxito. En el mapa de la derecha vemos la localización de los prospectos. Aquí está el pozo Puscat-1, Maxtu-1 y Tacam-1 que son justamente los 3 del escenario base y hacia la parte sur o centro del bloque están los pozos o la propuesta de los pozos para el escenario incremental.

Ahora, vamos a ver algunos detalles justamente de estos tres prospectos que están identificados en el escenario base. El prospecto Puscat-1 justamente lo que busca es dos objetivos geológicos, uno en el Cretácico y otro en el Jurásico. Esta perforación sería una trayectoria vertical, más adelante se verán más detalles porque está programada este pozo para su autorización. Entonces el objetivo del pozo es evidentemente probar la existencia en estos dos objetivos. La profundidad del primer objetivo está alrededor de 1,520 metros y la profundidad del segundo objetivo está alrededor de 2,730 metros. La profundidad total está del orden de 2,950 metros. La elevación del terreno es de 152 metros sobre el nivel del mar y se estima incorporar aceite. Vemos, en la lámina vemos que es una trampa de tipo estructural y entonces ambos objetivos están buscando ver si funciona el sistema petrolero en esa zona.

Para el siguiente prospecto, que es el prospecto Tacam-1, aquí nada más hay un objetivo, el objetivo es en el Cretácico. También es una trampa que está a una profundidad de 2,180 metros y vemos en este mapa que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tenemos aquí abajo a la derecha vemos cuál es la zona digamos de la oportunidad. Aquí está la trayectoria del pozo que se estima que sea vertical y el objetivo que están persiguiendo que es esta parte del Cretácico. Aquí también se espera encontrar aceite y es una trampa ya combinada. No solamente tiene una zona estructural, sino también una porción estratigráfica que habría que investigar.

Y finalmente el prospecto Maxtu. El prospecto Maxtu tiene una trampa estructural. En la imagen ustedes pueden ver la trayectoria que se propone del pozo también con un pozo vertical. En este caso, el objetivo es Jurásico. El jurásico aquí lo van a encontrar estiman alrededor de 2,960 metros, que es donde está el objetivo, y esperan también encontrar aceite en esa localización. Ahora bien, si avanzamos.

Vemos que les había mencionado hace un momento que los tres pozos que fueron perforados al amparo del plan anterior son los tres pozos exploratorios Kaneni, Pankiwi y Maxochitl. Los tres fueron perforados en 2018. Tienen objetivos en *plays* no convencionales del Oxfordiano y del Titoniano y los tres tienen producción de aceite, aceite ligero, en algunos casos super ligero y aquí están los volúmenes estimados a recuperar en esta fase de producción temprana. Entonces, como sabemos, pues estos pozos están considerados para mantenerse en esa fase y después, de acuerdo con el Lineamiento de Planes, tendrían que presentar la propuesta de un programa piloto para seguir evaluando el área. Pero en este plan no se está hablando de eso, es solamente para las actividades convencionales. Pero, dado que estas actividades quedan ahí, pues es necesario eso sí por los lineamientos que expresen en este plan la producción temprana de esos pozos. Eso sí lo mandata el lineamiento.

Ahora bien, justamente como hay producción de estos pozos, vamos a ver cómo está llevándose a cabo esta recolección de los hidrocarburos. Dos de estos pozos están conectados, perdón, dos de estos pozos no tienen conexión de infraestructura, que son Maxochitl y Kaneni. Por lo tanto, se está haciendo la medición en sitio y el gas está siendo destruido de manera controlada, en tanto que la corriente de aceite va a una batería de separación cercana. Esto es para estos dos pozos, tanto Maxochitl como Kaneni. Y ya después se va al punto de medición que está en el complejo de Poza Rica. En el caso del pozo Pankiwi, al estar más cerca de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

infraestructura, sí fue posible conectarlo y por lo tanto el gas se recoge y se distribuye para bombeo neumático, en tanto que el aceite también se lleva hacia la parte de Poza Rica, primero recolectando los hidrocarburos en la batería de separación de Humapa. Entonces eso es como se está llevando ahorita a cabo la recolección de hidrocarburos y su manejo.

Ahora, si vemos cómo está la parte de la inversión, vemos que está anualizada la inversión y observamos que en el escenario base considera algo así como 41.2 millones de dólares. Dado que se está considerando perforar pozos, cuando vemos esta condición, sabemos que la mayor parte de ese presupuesto estará orientado a la perforación de pozos. En este caso, 65% de la inversión estará orientada a esa actividad, son alrededor de casi 27 millones de dólares para perforación de pozos. El siguiente rubro son geología, ingeniería de yacimientos —otras ingenierías, perdón— que estarían teniendo una buena proporción en la inversión. Ahora, si consideramos el escenario base más las actividades del escenario incremental, evidentemente esta inversión se multiplica porque se considera la perforación de otros cuatro pozos y los estudios consecuentes de los mismos. Por eso es que la inversión sube a poco más de 87 millones de dólares y claramente pues también la perforación de pozos es la que se lleva la mayor proporción de las inversiones con 72%.

Como ustedes saben, también tenemos que verificar con la Secretaría de Economía si además este plan cuenta con un Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional. Hicimos esa verificación con la Secretaría de Economía y el 2 de octubre de este año la Secretaría de Economía nos confirmó que tenían el visto bueno de este Programa de Contenido Nacional. En tanto que con la ASEA también hemos hecho el trámite correspondiente y la ASEA nos ha comunicado que tiene que realizar algunos trámites Petróleos Mexicanos, cosa que hemos informado también al propio operador y lo hará una vez que se autorice en todo caso este plan.

Entonces como conclusiones vemos que este Plan de Exploración pues considera realizar algunas actividades para darle continuidad a los trabajos exploratorios que de alguna manera ya se habían hecho en el área, enfocados en la parte de convencionales. Asimismo, se llevará a cabo la producción temprana que está establecido en los lineamientos en los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

pozos no convencionales que se tienen en el área. La aplicación de las técnicas y metodologías que están considerando en este plan se consideran adecuadas de acuerdo con la información que se tiene presente en el área y el grado de avance de la exploración que se ha dado. Las actividades por supuesto van a permitirle al operador seguir avanzando en la cadena de valor para llegar eventualmente a la producción de hidrocarburos o al desarrollo de las áreas. Y bueno, la ejecución de estas actividades permitirán acelerar el desarrollo geológico-petrolero del subsuelo, considerando una incorporación de recursos en el escenario base de cerca de 31 millones de barriles de crudo equivalente. En cuanto a la inversión, si consideramos la suma del escenario base y el incremental, es decir, la inversión podría llegar en el caso máximo hasta 87 millones de dólares.

Entonces, siendo así, el Dictamen Técnico que proponemos es dado que advertimos que es técnicamente factible llevar a cabo este Plan de Exploración, además de que cumple con la normatividad asociada, pues traemos a ustedes esta consideración de aprobación de este Plan de Exploración de la Asignación AE-0122-Tampico Misantla.

Si me permiten un par de minutos más, les presentaría las láminas que hemos estado presentando adicionales de estos planes que se van trayendo aquí al Órgano de Gobierno. Entonces vemos en el mapa de la izquierda justamente las Asignaciones que les fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos, las 64. Las 42 Asignaciones están dibujadas en rosa. que son las que tenemos en trámite. Las que ya fueron aprobadas están dibujadas en amarillo, todas las que se han ido aprobando por este Órgano de Gobierno. Y la que hoy traemos a aprobación, pues es esta que está aquí en rojo en esta zona. Aquí del lado derecho podemos ver la tabla de cómo se han ido dando esas aprobaciones. Hoy tenemos esta de la 0122. Hasta hoy se han aprobado 11 planes, se empiezan a complicar un poco los números, espero que eso no nos confunda porque de estos 11 planes que se han aprobado, 8 de esos 11, 8 Pemex marcó como prioritarios. Este también es prioritario, por lo que, en caso de que se apruebe, llevarían 9 de los 10 prioritarios de Pemex aprobados. Entonces es solamente para mencionarlo.

En la siguiente gráfica lo que vemos, como siempre, es del lado izquierdo. En color verde, los recursos prospectivos que están asociados con estas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asignaciones, es decir, todo ese volumen que podría estar ahí en el subsuelo, que se estima que puede estar en el subsuelo, de manera que lo dividimos en la parte del escenario base y el escenario incremental. Si sumamos ambos escenarios, es decir, si sumamos todos los prospectos, su recurso prospectivo rondaría los 3,470 millones de barriles de crudo equivalente. Ahora, si tomamos ya la probabilidad geológica de lo que se estima que podría tener éxito o mejor dicho de cómo se están evaluando estos recursos, la posible incorporación de reservas en el caso de éxito del 100% de esos prospectos es lo que vemos del lado derecho. En el escenario base, se estarían incorporando reservas en estos 11 planes del orden de 439 millones de barriles y en el caso incremental serían 755. Sumados, serían 1,194 en caso de éxito de todos los pozos y que se confirme el volumen que se estima por supuesto.

En la siguiente diapositiva lo que vemos entonces es la asociación de esas actividades con la inversión anualizada. Vemos que estos 11 planes consideran una inversión en el escenario base que arranca en 529 millones de dólares para el año 2020 y va subiendo progresivamente conforme se realizan las actividades hasta llegar a 1,001 millones de dólares hacia el 2023. Si consideramos que se materializan el escenario base y el escenario incremental, entonces las inversiones por supuesto crecen e inician en 978 millones de dólares en 2020 y podrían llegar hasta 2,592 millones de dólares en 2023 considerando todas las actividades de todos los planes en todos los escenarios. Eso es lo que traemos a su consideración Comisionados, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Muchas gracias maestro Rodrigo. ¿Comentarios? Doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdóname. En la página 13 se ve ahí que tienen quema de gas. O sea, lo de destrucción controlada suena como muy bonito, pero en realidad están quemando gas. Ahora, dado que tienen ellos tres pozos con producción temprana, en realidad están haciendo extracción. ¿Entonces no aplicaría aquí la ley de la utilización de gas? Porque no están en exploración en estos tres, están en extracción. Por lo tanto, les aplicaría el PAGNA.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Ahorita vamos a ver si hay aquí un



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comentario adicional, pero yo nada más les diría que justamente cuando se hizo la modificación o la emisión de los nuevos Lineamientos de Planes había estos casos en donde algunos pozos exploratorios por consideraciones estratégicas, o del tipo de pozo que se tenía que manejar, era viable tener producción. Entonces por eso es que en este caso se estableció ese concepto de producción temprana, que es un concepto además que no es propio de México, es algo que existe en la industria.

Entonces efectivamente estos hidrocarburos que se están manejando tienen que considerar el pago de las contraprestaciones correspondientes tanto para el gas como para el aceite. En el caso donde no hay infraestructura, pues se están ciñendo justamente a lo que dicen los lineamientos también que se permite la destrucción controlada del gas en la fase exploratoria y ese es el programa que ellos presentan de aprovechamiento de gas. En el caso que sí tienen la conexión, pues evidentemente ahí lo están aprovechando para bombeo neumático, pero sí están presentando el análisis del Programa de Aprovechamiento de Gas. O sea, eso sí se presenta. No sé si alguien quiera comentar algo adicional.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Perdón. De lo que mencionaba el maestro Rodrigo, quisiera nada más complementar un poco. Se hizo el Programa de Aprovechamiento de Gas y se vio también la viabilidad económica. En este momento se planteaba construir un ducto, pero sin embargo en estos seis meses todavía no les dan números favorables. Por lo cual, ahorita se va a continuar realizando pues la quema controlada en la cuestión del gas. Eso es lo que nos manifestó en este caso el operador.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. ¿Pero pues sabemos cuánto están quemando? ¿Cuál es el costo de lo que están haciendo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Les pedimos, justamente cuando veíamos esta condición de los pozos, lo que le pedimos a Petróleos Mexicanos en este caso fue que hiciera un análisis económico de cuánto costaría construir infraestructura versus quemar los hidrocarburos, en este caso el gas y evidentemente el resultado de esa evaluación económica fue desfavorable, desfavorable en el sentido de que no alcanzaban los seis



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

meses de producción para construir un ducto. Entonces por eso es. Ahorita no tengo el número con precisión, pero ahorita lo revisamos. Pero sí se revisó, sí se hizo.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo lo tengo ya. O sea, la quema controlada de gas en el caso de Maxochitl son alrededor de 2.2 millones de pies cúbicos por día. En el caso de Kaneni, es de un millón. Y lo que sí se tiene que comentar es de que los tres casos vienen en declinación, o sea, debido a que únicamente estos pozos sufrieron. Son pozos exploratorios que tuvieron su terminación hace aproximadamente voy a poner un año. Los gastos iniciales estuvieron, voy a poner a decir por pozo. Aproximadamente en Maxochitl de 224 barriles por día en el caso del primero, Kaneni 725 barriles por día y Pankiwi de 541 barriles por día. Si nosotros vemos el promedio de los primeros 100 días de Maxochitl, bajó de 224 a 120 y ya el gasto que se estaba pronosticando a nivel del plan son de 29 barriles por día. En realidad, está en plena declinación.

O sea, ¿por qué? Porque no han vuelto a hacer fracturamiento. O sea, simplemente los están dejando fluir. El caso Kaneni empezó con 725, por 111 días más o menos tuvo un gasto de 1,178 barriles por día y el gasto que están planeando en este plan están de 422 barriles por día. Entonces en realidad pues vemos que igual va en declinación. Y el caso de Pankiwi, empezó con 541. Este lleva 212 días, o sea, tengo el dato, fueron 353 barriles por día en promedio y en el plan ya maneja 97 barriles por día. O sea, en los tres casos, o sea, como se comportan este tipo de yacimientos, pues la declinación es bastante fuerte. Por eso es importante que se plantee, o sea, en el caso de que vayan a seguir con la cadena de valor para este tipo de yacimientos, que vayan a una prueba piloto en el caso que así lo decida Petróleos Mexicanos. Pero digamos va hacia abajo la producción en los tres pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, yo quisiera secundar esta última parte de lo que comenta la doctora Alma América. Yo creo que es muy importante, digo, desde luego es una decisión del operador, del



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

asignatario, no seguir con las actividades en los yacimientos no convencionales, pero pues lo cierto es que ahí ya tienen tres pozos que resultaron exitosos. Hoy resulta que no es económicamente rentable y que no cumplen con la meta de aprovechamiento de gas pues porque no están haciendo nada más. Entonces hay un franco declive en la actividad de producción.

Yo también creo que sería importante que se valorara pues, que valorara en este caso Petróleos Mexicanos la conveniencia de seguir con la actividad del fracturamiento en estos tres pozos porque —ojalá— creo que entonces los números serían otros. Creo que claramente sería rentable construir la infraestructura que los lleve a una franca etapa de extracción y que cumplan desde luego con el aprovechamiento del gas. Es una decisión de ellos, desde luego, pero yo creo que sería pues muy valioso. Es lo que estamos necesitando que se produzcan y además entiendo es aceite ligero y superligero, lo cual también tiene pues una nota muy positiva. Pero bueno, pues hasta ahí el comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias Comisionado Sergio. Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si podemos poner la lámina 7 por favor. Ahí tenemos el cronograma de actividades y tenemos los pozos. Ahí Maxochitl, Kaneni y Pankiwi en la parte de abajo y aquí el planteamiento del diagrama de Gantt es que pues la producción inicia en noviembre. Creo que pues debería estar completo, ¿no? Desde el inicio del cronograma en adelante, porque se han estado produciendo todo el tiempo. ¿Verdad? Pero lo que quiero hacer énfasis es en el pozo Puscat-1EXP. ¿Ya está perforando ese pozo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- No, el pozo no ha sido iniciado la perforación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque está en noviembre ahí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Está en noviembre por la última



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actualización que tuvimos de información. No obstante, más adelante ustedes tienen, les van a venir a presentar la propuesta de perforación de ese pozo y ahí ya viene. Dado que es un trámite posterior, ahí ya viene actualizado el cronograma.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces si pasamos a la lámina 9 por favor. Ahí está otra vez el diagrama de Puscat-1. Creo que se puede hacer un *zoom* para poder ver que pegadito hay un pozo que se llama Escalante-1. ¿Sí? Ese pozo Escalante-1 llegó a una profundidad de 3,503, está pegadito. Y resulta que el resultado, de acuerdo con el símbolo de ahí arriba es que fue seco. ¿No? No fue comercial.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si lo suben un poquito para que se alcance a ver.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si nos pudieran platicar un poquito por qué otra vez ir con Puscat-1 si el otro no fue comercial. ¿Qué es lo que está buscando ahí? ¿Cuál es el razonamiento del operador? Claro que lo hay, pero creo que es bueno que se comente.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- En este caso, para lo que es la localización Puscat se va a pretender analizar. Principalmente, perdón, lo que es el *play* Cretácico Medio. No sé por qué no se puede mover el apuntador, pero si me puedes apoyar donde están los dos simbolitos. Y el plan profundo en este caso que se va a explorar es el del Jurásico Superior Kimmeridgiano, el Calloviano, perdón, que es productor en el pozo Huehuetepic. Se pretende buscar esas mismas facies que fueron productoras ahora en una posición todavía más favorable.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Son 400 metros de distancia es lo que dice ahí, 0.4 km.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- No, 7.8. Es de Huehuetepic.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que dice Escalante-1 y Puscat.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- Ah, OK. Es que Escalante-1 en este caso no era una situación, no pudieron tomar información ahí. El pozo iba con un objetivo más profundo, en el cual lo que encontraron al fondo casi, ahí se ve el simbolito amarillo, lo que encontraron fue presencia de CO₂. ¿Sí?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero digo, si atravesaron todas las formaciones, pues entonces ya está estudiada esa parte. ¿Por qué moverse 400 metros y perforar otro pozo y por qué buscar otros objetivos que ya fueron atravesados por el pozo Escalante-1?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Lo que vemos o lo que vimos durante el análisis del plan es que justamente el pozo Escalante-1 no tenía como objetivos esta parte del Jurásico Medio Calloviano ni el Cretácico Medio. Por eso, aunque atravesó esa columna, su objetivo era más profundo. Entonces, si bien ya se tiene algo de información, efectivamente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero tienen los registros geofísicos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Exacto. Por eso es que las probabilidades geológicas en este caso del pozo Puscat pues son bastante favorables porque...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Están basándose en la información de Escalante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Totalmente.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Me gustaría regresar a la discusión hace rato de los no convencionales. Tenemos claro que son tres pozos. Realmente aquí no hay una cuestión de yacimiento, cada pozo hace su yacimiento y el comportamiento de los pozos no convencionales es así, empiezan con una cierta producción y el primer año se van al 50%, 60%. En algunos lugares fuera de México hacen refracturamiento, pero generalmente no se hace refracturamiento. Se dejan así y se siguen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforando más y más y más pozos. No se vuelve a ver esos pozos específicamente.

Y la otra cuestión que también quería comentar es que los lineamientos no prohíben al 100% ni para exploración ni para extracción. O sea, no por que esté en extracción, no pueden quemar, siempre y cuando no sea rentable y creo que lo dijo el maestro Rodrigo. Si no es rentable el aprovechamiento de gas, pues hay la posibilidad de que no se cumpla con la meta de aprovechamiento y eso está bien especificado en los lineamientos. Es obvio que aquí, y además ya se explicó, no hay una línea de conducción de gas y por tanto el haberla construido no iba a pagarse con el gas que se iba a recuperar. Pero, por otro lado, ya se dijo, el gas cada vez es menos y no hay un desarrollo posible de otros pozos en la parte no convencional que pudieran generar una red de recolección en superficie para estos pozos.

Entonces es claro que pues van a quemar y van a seguir quemando. Pero lo más importante aquí es que el valor económico grande es los pozos, los pozos tienen una alta producción y eso es una gran diferencia con respecto a algunos *plays* en el lado norteamericano en donde la mayor cantidad es gas. Nosotros tenemos esa la ventaja de que aquí una muy buena cantidad son líquidos. Entonces imaginen un pozo de 541 barriles, eso es extraordinario, que fue uno de ellos. O el más pequeño, 224. Ahorita ya andan en 120 y se van a ir más abajo, pero la producción durante los 30 años posibles de explotación es lo que le da también la rentabilidad, pero siempre y cuando siga habiendo un desarrollo tal que permita que con todos los pozos que se van perforando se genere la red de recolección, solamente así. Entonces bueno, pues no hay nada que hacer, lo están haciendo en la forma correcta.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO RICARDO TREJO RAMÍREZ.- O sea, aquí lo importante sería de que Petróleos Mexicanos presentara el programa piloto, en el cual considerara todas esas actividades que vuelva rentable todos esos yacimientos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, ¿algún otro comentario Comisionados? Comisionado Moreira.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo sigo confundido. Miren, aquí tengo el pozo Maxochitl. Dice gasto aproximado del plan 29 barriles diarios y la quema controlada del gas es de 2.2 millones de pies cúbicos diarios. Si haces la conversión 2.2 millones de pies cúbicos diarios, equivalen a 400 barriles diarios. Entonces vas a quemar 400 barriles para sacar 29. O sea, no me suena lógica la decisión. O sea, convierte 2.2 millones de pies cúbicos diarios en barriles, te da 400 y vas a sacar el gasto aproximado 29. O sea, vas a quemar 400 para sacar 29.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esto fue al inicio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- De Maxochitl.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sí, Maxochitl, sí.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Eso es muy importante lo que decía la doctora porque esa fue la medición que se tuvo al inicio y estos pozos, como ya lo explicaba el doctor Néstor, declinan rápidamente. Entonces la evaluación económica que se hizo para este caso ya trae un promedio de lo que se estima que se estaría recuperando en este tiempo y el promedio que se estimó fue de 0.036 millones de pies cúbicos diarios, que es sensiblemente menor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ah, es muy diferente de este dato.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Esto fue al inicio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDÓÑEZ.- Esa fue la producción inicial. Ya cuando lo tenemos hacia el periodo, pues ya efectivamente es mínimo.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya, perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A lo mejor vale la pena el comentar la parte conceptual. Barriles de petróleo crudo equivalente están basados en capacidad calorífica, pero no quiere decir que al transformarlo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en capacidad calorífica voy a tener el mismo ingreso porque el pie cúbico es mucho más barato que la parte de la venta del aceite. Entonces aquí lo que se tendría que ver es cuánto vale el gas y cuánto me costaría recuperarlo. Si el precio de recuperación fuera más barato o más caro de lo que puedo vender el gas, no tiene caso hacerlo, sería perder. Sería una pérdida para el proyecto. Sería la forma como debería de visualizarse. No hay una equivalencia, la equivalencia tendría que darse entonces en valor. Pero además, aunque se dé en valor, pues lo que tiene que compararse es cuánto me cuesta recuperarlo y si el valor de lo que me cuesta recuperarlo es menor que en lo que lo voy a vender, pues adelante, tiene que hacerlo y eso el lineamiento se lo obligaría. Pero al revés no, si le cuesta más caro recuperarlo, pues sería pérdida de valor para el proyecto.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Claro. ¿Algún otro comentario Comisionados? Pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.16.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0122-Tampico Misantla.

ACUERDO CNH.16.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7 fracción III y 44 fracción I, 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 el Plan de Exploración presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0122-Tampico Misantla.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Puscat-1Exp.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia del Comisionado Presidente dio la palabra al ingeniero Alan Castellanos Dorantes de la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES.- ¿Qué tal? Buenos días Comisionados y compañeros de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En esta ocasión les presento la solicitud de autorización de perforación del pozo exploratorio terrestre Puscat-1EXP del operador Petróleos Mexicanos. Como dato cultural, Puscat tiene su significado en la lengua totonaca y significa mujer. Esta solicitud fue ingresada el 12 de septiembre de 2019 y se hizo la revisión documental y se determinó que no era necesario hacer una prevención, por lo que la presentamos este día.

Como fundamento legal tenemos a la Ley de Hidrocarburos, que faculta a esta Comisión para emitir autorizaciones de perforación de pozos. Tenemos la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que nos da las atribuciones para hacerlo, el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, donde se establecen las facultades de este Órgano de Gobierno y cada una de las Direcciones, y los Lineamientos de Perforación de Pozos en específico para el tema que estamos presentando.

Bueno, el proyecto pozo Puscat-1EXP está considerado dentro de la Asignación AE-0122-Tampico Misantla aprobada previamente durante esta sesión y considera un pozo exploratorio en un nuevo yacimiento. Los objetivos del pozo Puscat son el Cretácico Medio que va de 1,540 a 1,850



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

metros, este es el objetivo secundario, y el objetivo primario que va de 2,740 a 2,880 metros y corresponde al Jurásico Medio Calloviano. Los rangos de temperatura son de 74 y 104°C, los rangos de presión de 2,580 y 5,631 psi respectivamente. Se está esperando en los objetivos encontrar aceite de 31 y 29 grados API y el pozo considera una trayectoria vertical que pretende llegar a los 2,960 metros desarrollados verticales con 99 días programados para la perforación y terminación: 45 días para perforación que inicia el 12 de diciembre del año en curso y 54 días para la terminación, cuyas actividades terminarían el 10 de abril del 2020.

Como costos, tenemos para perforación 110.5 millones en moneda nacional de pesos y para la terminación 33.7 millones que ya consideran el abandono del pozo. Las principales características del equipo que va a usar el operador para perforar este pozo es que es un equipo de 1,500 caballos de fuerza y que tiene una capacidad máxima de perforación de 4,000 metros y un sistema de preventores de 10,000 psi, por lo que es más que óptimo para la perforación de este pozo. El pozo se encuentra, bueno, se plantea perforar este pozo en el estado de Veracruz a 10.7 km de la población de Metlatoyuca, Puebla y tiene un recurso prospectivo de 28 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y una probabilidad de éxito geológico del 37%, que es bastante considerable.

Bueno, la trampa para este pozo. Para ambos objetivos se considera una trampa del tipo estructural. Es un anticlinal que va de Noroeste a Sureste en ambos objetivos y presenta un cierre contra falla inversa en esas direcciones. Como podemos ver, los pozos de correlación para este pozo son el Huehuetepac-3, Tepozoapa-1 y en específico el Escalante-1 porque está a 394 metros del pozo y a parte sigue la misma trayectoria. Aquí podemos ver los objetivos del pozo y los mapas estructurales tanto del Cretácico como del Jurásico Medio Calloviano.

En cuanto al diseño del pozo, se consideraron obviamente los pozos de correlación ya mencionados, la columna geológica y las condiciones del yacimiento. Tenemos la ventana operativa que fue con la que se diseñó el pozo. Es bastante certera debido a la información del pozo Escalante y primero tenemos la línea punteada rosa que es la presión de colapso. Seguimos con la línea continua roja que es la presión de poro. Luego la línea punteada roja es el factor de seguridad para esta presión de poro. Tenemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la línea verde, que es la densidad programada de perforación. Continuamos con la línea negra, que es el inicio de pérdida por fricción o esfuerzo mínimo que le llaman. Tenemos en la línea punteada para las calizas que se encuentran en estas formaciones el gradiente de fractura, después tendríamos el gradiente natural de fractura de las rocas y por último la línea rosa que es la presión de sobrecarga.

Como podemos ver, tenemos un buen rango operativo para hacer el diseño del pozo y en este caso se planteó la primera etapa, no contando el hincado, es de 13 3/8" y llega hasta los 500 metros con lodo de perforación, fluido de perforación polimérico inhibido que va de 1.20 a 1.35 gr/cm³. Esto para aislar los mantos freáticos. Terminando esa etapa, continúan con la de 9 3/8" y esa ya va con fluido de perforación de emulsión inversa de 1.35 a 1.40. Después de esto viene la etapa de producción, que es la etapa final en la que se consideran ambos objetivos, que es la etapa de 4 1/2" y plantea usar una densidad en emulsión inversa de 1.40 a 1.65. Esta etapa de 4 1/2" porque se plantea terminar el pozo sin equipo. Entonces no va a tener un aparejo de producción, sino se va a usar una unidad de tubería flexible.

Bueno, como elemento de evaluación, primero tenemos el cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos, que establece los requisitos técnicos establecidos en el artículo 27, con los que cumplió a la cabalidad el operador. También consideramos que para el diseño de este pozo se tiene respaldo y soporte técnico; que los objetivos geológicos van a ser alcanzados; y que tiene las suficientes condiciones para preservar la integridad del pozo durante el ciclo de vida, su vida productiva. Es importante mencionar que el pozo ya se encuentra considerado en una Asignación, en este caso AE-0122-Tampico Misantla y que se va a utilizar la tecnología adecuada para la perforación de este pozo.

En cuanto al cumplimiento del artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, consideramos que, de utilizar la tecnología adecuada, se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y se va a contribuir a la reincorporación de reservas como garantes de la seguridad energética de la nación. Y por mi parte sería todo, quedo a sus órdenes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchísimas gracias ingeniero Alan. ¿Comentarios Comisionados? Adelante doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 4, es un detalle pero puede ser. Las fechas de perforación es del 12 de diciembre al 26 de enero. Sin embargo, en el documento de autorización aparece del 20 de noviembre al 4 de diciembre. Entonces me da la impresión que actualizaron este, pero no el otro, entonces para que la autorización salga con las fechas correctas.

DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO ALAN CASTELLANOS DORANTES.- Así es. Ya se comentó con ponencia y con el área legal. Se tuvo que atrasar el pozo porque no tenía plan. Está suspendido, pero no debe haber ningún problema.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionada Alma? Comisionado Néstor, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero más bien el plan todavía no estaba aprobado, lo acabamos de aprobar. No estaba suspendido. Y bueno, por lo tanto, tendrían que hacer los cambios, que fue el comentario que hice hace rato de que pues todo tiene que moverse en el diagrama de Gantt del plan anterior.

Yo quisiera nada más hacer un comentario muy rápido. Este pozo pues ya se comentó que de alguna forma tiene mucha certidumbre en la columna litológica, en las presiones, etc., porque hay un pozo que está pegado, que ya también lo comentamos es el Escalante-1. Pero quiero hacer énfasis en los costos. Realmente ninguna perforación de pozo es algo simple, es bastante el dinero que se involucra y eso también involucra mucha ingeniería y muchos cuidados de tipo de seguridad industrial y protección al medio ambiente y Petróleos Mexicanos tiene mucha experiencia en esta área como vimos con todos los pozos que están alrededor. Entonces que no vaya a quedar como que la idea que está muy fácil y cualquiera pues llega y perfora. Ese es mi comentario, de que realmente el operador tiene toda la experiencia y ojalá tengan mucho éxito con este pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.-
Comisionado Sergio.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, nada Presidente, no.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Yo nada más quisiera hacer un comentario para redondear la situación del pozo Escalante que precisamente está paralelo al pozo que ahorita nos ocupa. Y es que en ese pozo Escalante se hizo una prueba de producción en el intervalo de 3,075 a 3,082 metros en el Cretácico Medio, resultando productor de gas carbónico y en el estudio petrofísico realizado se comprobó que había una capa sello que separaba esta parte del gas carbónico del Jurásico Medio Calloviano. Entonces eso le da todavía una mayor certeza de que vaya a tener un éxito total.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Que bien, excelente. Si no hay más comentarios, pido al Secretario que dé lectura al acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.16.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Puscat-1Exp.

ACUERDO CNH.16.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, inciso a), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Puscat-1Exp.

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 para la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario con la venia del Comisionado Presidente dio la palabra al ingeniero Alan Barkley Velásquez, Director General Adjunto en la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Bien, gracias, muchas gracias. Buenas tardes Comisionada, Comisionados. En la exposición del tema por favor pasamos a la relación cronológica. Bien, se recibió el 4 de octubre la presentación de la solicitud de la modificación del Plan de Desarrollo. El 17 de octubre prevenimos. El 31 de octubre se tuvo la atención a la prevención y el 5 de diciembre se está presentando. Contamos la participación de ASEA y Economía y tenemos respuestas de opiniones favorables.

Bien, las características generales. Se encuentra en aguas territoriales del golfo de México, una batimetría de 20 a 30 metros de profundidad, 80 km al noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, está frente a las costas de Tabasco, el delta Grijalva y bueno, se encuentra en un clúster de campos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de aceite ligero, los cuales, bueno, como tal se tienen Yum y Sinan, entre otros.

Bien. Bien, las características del Campo Bolontikú. Se tiene un área de 16.2 km² para Cretácico, 14.2 para Jurásico, pozos perforados son 14 en total, 8 en Cretácico, 6 en Jurásico y 3 interceptan ambas columnas. Se tienen 4 pozos productores al día de hoy. Se tiene una porosidad de 7%, que es porosidad de caliza y 8.6% de porosidad de dolomita. Bien, entonces API. Densidades API es 31 para Cretácico y 38 para Jurásico, que tiene un aceite volátil. Temperaturas 159 en Cretácico, 163 en Jurásico. Presión inicial 868 para Cretácico, que corresponde a una presión altamente influenciada por un acuífero y 766 para Jurásico, que es un empuje volumétrico que ha tenido. Presión de saturación 146 para Cretácico y 330 para Jurásico, que es un yacimiento volátil, se habla de volatilidad. Presión actual 445 para Cretácico y 236 para Jurásico. Eso indicaría que se encuentra saturado desde 2013. Y una RGA de 130 para Cretácico y 430 para Jurásico.

Bien, los motivos y justificaciones para la modificación. Del lado izquierdo vemos una configuración estructural, la cual era el desarrollo que se conceptualizaba para 2014. Esto es JSK, es decir, la parte más profunda. Se planteaba una plataforma, cinco pozos productores, dos pozos inyectores en el flanco de anticlinal para inyección periférica de agua y bueno, básicamente vemos de lado derecho que es la parte del Bolontikú-73 al sur de la estructura, la cual actualiza la columna estratigráfica, actualiza la ley de velocidades, actualiza volumen original y bueno, con esto pierde viabilidad técnica el proyecto de recuperación secundaria que planteaban. Es decir, se encontró 210 metros más abajo, más profunda la cima del Jurásico. Entonces, bueno, pierde espesor estratigráfico y bueno, básicamente de 20 a 14 km² pasa la extensión lateral del área de Jurásico.

Bien, como las etapas de desarrollo del Campo Bolontikú, se tiene la primera etapa con siete pozos productores activos, se alcanza la máxima producción. Alcanzó 60,000 barriles promedio anual de aceite. En verde está el aceite. En rojo tenemos la etapa de declinación de presión por condiciones operativas. Es decir, Cretácico empezó, dado el acuífero que tiene asociado, empezó a producir agua de 0% a 20-40% de corte de agua de manera rápida. Sin embargo, bueno, se tienen dos yacimientos: Cretácico y Jurásico. Entonces por eso no se aprecia tanto el corte de agua



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

como volumen de la producción del campo. Bien, de ahí se tiene el incremento de la producción. Esto es debido a que Jurásico entra en saturación, entonces se empieza a producir más gas. Y bueno, ese es el punto máximo que vemos en la parte 3. Y en la parte de la etapa 4, se tiene operaciones para optimizar la productividad. Es decir, ellos ya van conociendo más el campo, van sabiendo cómo optimizar los gastos de producción y bueno, tienen un flujo fraccional estable también debido a reparaciones que han hecho, reparaciones menores que no tenían contemplado en el plan vigente, lo cual, bueno, ha derivado en una mejor producción volumétrica respecto a lo que se tiene contemplado en ronda 0. Por favor.

El alcance de la modificación del Plan de Desarrollo. Se tiene por alcance extraer las reservas de 7.57 millones de aceite y 26.67 miles de millones de pies cúbicos de gas. Esto es a horizonte 2030. Incluye 7 reparaciones menores, las cuales incluyen estimulaciones, 11 taponamientos y desmantelamiento de las infraestructuras asociadas, con un costo total de 196.26 millones, una inversión de 135 millones, gastos de operación de 25.2 millones de dólares y otros egresos de 35.23.

Bien, en cumplimiento al artículo 44, la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Bien, tenemos las reservas y el volumen original. El volumen original de Jurásico es de 320 millones de barriles y la reserva, dado el muy bajo corte de agua que tiene, es de 7.5 millones. Es básicamente toda la vida del plan, de la modificación del Plan de Desarrollo. Tiene un corte menor a 1% el corte de agua. El volumen original de gas es 772 miles de millones y la reserva que se tiene para extraer en este plan son 26.6 miles de millones.

Bien, el factor de recuperación de aceite proyectado —solo como dato informativo— es 38.3% para Jurásico y 34.6% para Cretácico. Cretácico, por su parte, tiene un volumen original de 175 millones, una reserva de 0.1. Es menor debido a que se tiene un 84-90% de corte de agua. Un volumen original de gas de 126 miles de millones, una reserva de gas de 0.1, un factor de recuperación de aceite de 34.6%.

Bien. Pasando a las alternativas de desarrollo, el asignatario nos presenta dos alternativas, la cual una involucra no perforar ningún pozo. Es decir, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mantenimiento y la continuidad operativa. Y la alternativa 2 simple y sencillamente sería acelerar la producción. Es decir, ellos ya conocen el volumen remanente que se tiene y las reservas 1P, 2P y 3P. Entonces ya conocen la incertidumbre que se tiene. Entonces, dada esa situación del conocimiento del campo, se planean siete reparaciones menores para la alternativa seleccionada, seis para la alternativa 2, debido a que se reduce en tiempo el perfil de producción y bueno, estadísticamente ya no ocuparía una reparación menor. Por eso la baja en reparaciones menores.

El delta Np que producirían en este escenario 7.57 millones, que es el Plan de Desarrollo elegido, contra 7.53 debido a la incertidumbre asociada a la producción, sobre todo el comportamiento del yacimiento. 26.67 de miles de millones de pies cúbicos de gas y 26.57 para la alternativa 2. Bien. Es de destacar también el VPN después de impuestos, que es un VPN positivo de 180.5 millones de dólares para la alternativa seleccionada por el operador. Siguiente.

Bien. Como parte de la alternativa seleccionada, las actividades a realizar son siete reparaciones menores en 2020, dos en 2023, dos en 2026. Esto es por estadística que lo saca el operador, las cuales incluyen estimulaciones y bueno, taponamientos y abandono, lo cual considera plataformas y ductos.

Bien, una comparativa del plan vigente contra lo aprobado. Se tiene, en el plan vigente tenían la perforación, como ya se ha venido diciendo, siete pozos para perforar, seis RMA, un ducto, una plataforma. Lo real es que han hecho 14 reparaciones menores, las cuales han dado éxito volumétrico y sobre todo continuidad operativa a Bolontikú. Una perforación de pozos, que es el Bolontikú-73, el cual actualizó todo el modelo estático y las reservas, el volumen original también. Bueno, pendiente en el plan vigente quedaría la resta de ellos y bueno, como parte del Plan de Desarrollo para la Extracción modificado, se tiene siete RME como actividad petrolera para desarrollar.

Bien, de aquí por la parte izquierda inferior, vemos el perfil de aceite. Eso es comparando ronda 0, que es la línea amarilla, y tenemos la historia también que es la parte verde oscuro. Tenemos el pronóstico de producción que el operador da, que es básicamente continuidad operativa. Y bueno, es de destacar que también el hecho que se ha comportado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

volumétricamente mejor debido a las reparaciones menores que han tenido. Y bueno, lo mismo para gas, prácticamente son lineales ahorita. Entonces las inversiones que tenemos, un tantito, perdón, es a 2019. Son con dólares (2019), 19.2 el factor de comercio que tenemos. Y bueno, el Plan de Desarrollo para la Extracción involucra 135 millones de dólares como inversión.

Bien. En cumplimiento al artículo 44, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural. Se tiene solamente para ejemplificar, la capacidad de la infraestructura que se tiene es derivar a Abkatun-D. Es un centro de proceso que está excedente de capacidad para el manejo de todas las corrientes que llegan por ahí y se tiene 98% también de aprovechamiento de gas durante toda la vida productiva.

Bien. En cumplimiento al artículo 44, los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. Bien, empieza en Uech el ducto, lo cual se une a las corrientes de las tres plataformas de Bolontikú. Se separa la producción multifásica en el Centro de Proceso Litoral-A, el cual confluye hacia TMDB. La parte de gas eso es un punto fiscal y la parte de petróleo la mayoría se va a Pol. Después de Pol pasa al Centro de Proceso Abkatun, que es en donde se ejemplificaba el volumen que se tiene de capacidad y una parte de él, de este petróleo ya separado, pasa para aligerar la mezcla que se tiene en la Asignación 0032, que es el Campo Ayatsil, que es un aceite de 10 API. Entonces con estos campos de este clúster de aceite ligero bajamos de 10 a 16 grados API, reducimos la densidad del petróleo y es una Asignación que produce 80,000 barriles a octubre de 2019 la Asignación Ayatsil. Posteriormente, fluye el petróleo para fiscalización en el FPSO Yúum K'ak' Náab, en Cayo Arcas igualmente para exportación. Y bueno, el gas por su parte pasa a TMDB, Palomas, Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y bueno, el Centro de Distribución de Gas Marino, que es el de Ciudad Pemex, que es ahí donde se fiscaliza también la molécula de gas y bueno, se tiene medición de condensados en Nuevo Pemex y CPG Cactus.

Bien, como parte del Programa de Inversiones. Se tiene un costo total de 196.26, la cual la mayor parte va a ser para el rubro de producción, continuidad operativa. El abandono constará con 39% y otros egresos es 17% del proyecto total. Pasamos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bien. CNH internamente hace una evaluación económica, la cual, bueno, es consistente a razón del positivismo, vaya, del indicador económico del proyecto, el cual, como va a producir hasta 2030, tiene un volumen acumulado significativo. Asimismo, el precio del aceite también por tratarse de un ligero, 38-39 grados API, es una mezcla de alto valor comercial. Y bueno, entonces después de derechos e impuestos tenemos un VPN de 90.88 millones de dólares y una relación beneficio/costo de 1.23. Es decir, 23% arriba de una inversión cero, cero.

Bien, como parte de las recomendaciones. Primero, tenemos que solamente el proyecto va encaminado hacia el Jurásico. Entonces lo que queremos recomendar al operador es que se tiene el yacimiento saturado, es decir, debajo de la presión de saturación produciendo gas disuelto o liberado. Entonces aquí tenemos la recomendación de que se defina técnicas de manejo para la producción de gas. Esto en campo, bueno, le dicen engasamiento de los pozos. No se quiere llegar a un engasamiento, se quiere llegar a una administración de la energía para mejorar el factor de recuperación.

Toma de información adicional. Dado que es un VPN favorable el proyecto, se podría costear opciones como estudios adicionales, sísmica, de pozos sobre todo para ver si se puede encontrar áreas de oportunidad, sobre todo un *walkaway*, un VSP *walkaway* sería muy recomendable. Un modelo estático y dinámico. Ya se tiene historia de producción de 2004 en adelante, entonces también podemos recomendar técnicas de EOR, no solo recuperación mejorada o algo más avanzado, sino simple y sencillamente optimización de las condiciones operativas al día de hoy. Y bueno, la administración de la energía del yacimiento. El operador planea tomar información, perdón, registros estáticos por estaciones. Entonces, con esas mediciones de presión, recomendamos al operador las use para la administración del yacimiento y mejorar el factor de recuperación. Es todo por mi parte. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, muchas gracias ingeniero Alan. ¿Comentarios? Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo tengo, o sea, un poco para ver si entendí correctamente. Es este yacimiento en realidad lo que pasó es de que tenían un cierto volumen original y una vez que perforaron



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el pozo 73 se redujo drásticamente el área del yacimiento, sobre todo en Jurásico. Y el volumen original no nos dijeron en cuánto se redujo, pero supongo que se redujo drásticamente en porcentaje. ¿No? El volumen original. Lo que quiere decir de que las actividades que tenían pronosticadas o planeadas de inicio, pues se redujeron también drásticamente. ¿No? En cuanto a inversión, en cuanto a actividades y todo lo bonito que se ve el proyecto al final, en realidad es porque el yacimiento del volumen que teníamos al volumen que tenemos pues es drásticamente menor. Entonces supongo que el factor de recuperación se incrementó y la inversión fue menor, también drásticamente menor de lo que se tenía planeado, pero también el volumen a extraer de este yacimiento es drásticamente menor.

Y entonces todo mi conclusión es que de inicio, o sea, como siempre lo digo, no teníamos bien dimensionado el yacimiento, sino que nos fuimos con un yacimiento muy grande que después se fue haciendo chiquito y bueno, pues gastamos menos, el volumen es menos y pues de un factor de recuperación pues a lo mejor sacamos más de lo que teníamos previsto, pero y la inversión pues ya no vamos a hacer todo lo que teníamos planeado en el área grande que teníamos. ¿Es correcto? O sea, digo, los números salieron bonitos al final, ¿pero es correcto mi impresión?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Bueno, sale en 38% el factor de recuperación al día de hoy como usted dice.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. ¿Y el volumen original que se redujo?

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- El volumen original tenemos la cifra de 28.8 de reducción desde 2014 a 2016.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- 28% menor.

DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.- Sí, para aceite.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exacto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. En petróleo crudo equivalente serían 86 millones de barriles lo que está disminuyendo. Y apoyando lo que comenta el ingeniero Barkley y lo que está comentando usted también doctora. La situación que tenían ellos inicialmente con el modelo que tenemos de la ronda 0 es que tenían muchas incertidumbres ellos porque toda esa zona tiene muchas intrusiones salinas. Entonces por la ley de velocidades que tenían en ese momento y la sísmica que tenían ellos, llegaron a ese modelo estático. Sin embargo, pues sí tenía mucha incertidumbre. En base al modelo de la ronda 0, se planteó todo lo que era el proceso de recuperación adicional. Nada más, desafortunadamente cuando se fueron en la parte sur en la imagen de la derecha donde está el pozo 73, pues encontraron que la formación estaba más abajo. Y todo eso es porque estaba mal la ley de velocidades que tenían ellos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y estuvo mal caracterizado de inicio.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Lo que pasa es que ellos como siempre lo que hacen es que caracterizan con la información disponible en el momento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, exacto.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Entonces ya cuando fue evolucionando el desarrollo y, sobre todo como planteaban ellos la inyección del agua periférica hacia el 73, lo perforaron, vieron que estaba desfasada la formación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, se hizo chiquito.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, seguramente cuando hicieron estructuralmente se fueron con el lechado y había mucha incertidumbre ahí en el lechado con la sal.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Y cuando confirmaron con el 73 y los VSP que tomaron, pues se encontraron que la formación era más pequeña. ¿No? Sin embargo, también es importante mencionar si nos vamos a la lámina de comparación, no recuerdo qué número es. Rápido. También lo que han tenido ellos, a pesar de que se redujo, es la lámina 14 por favor. A pesar de que se les ha reducido a ellos lo que sería el tamaño del yacimiento, si vemos la comparación en este caso de lo que sería el comportamiento de producción del aceite en lo que sería el real, que es el área verde respecto a lo que ellos habían pronosticado en lo que es la línea amarilla, vemos que han tenido un mucho mejor desempeño del yacimiento también.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, perdón. Aunque lo que yo veo es de que van a tener como el 50% de diferencia al final del proyecto, de menos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exactamente. Sí, porque lo que vemos en la línea amarilla respecto a lo que es el área verde que comentaba yo es todavía el comportamiento primario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- La inyección empezaba alrededor del 2017-2018 y se empezaba a manifestar su beneficio a partir de lo que sería el 2021-2022. Toda esa parte y el beneficio que esperaban de la recuperación adicional es la que están perdiendo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, y es el 50%.

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

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? Y en inversión, de 1,393 millones de dólares, lo real a este momento es 1,392 millones.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, por eso digo que hay una gran diferencia en todos aspectos, en todo se redujo.

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

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Y tiene consonancia y correspondencia, ¿por qué? Porque obviamente la actividad física que iba a hacer para el proyecto de recuperación adicional, pues ya no se ejecuta. Los pozos estaban también programados para ejecutar en el periodo que teníamos en el 2019, ya no se plasman. Tenemos esa pérdida de oportunidad en algún momento y obviamente las inversiones bajan respecto también a la producción que se tenía esperada para el incremental en 2021.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Sí, comentario doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. La lámina 23 por favor son las recomendaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la tercera es modelo estático y dinámico y habla ahí de que se recomienda actualizar modelos para buscar oportunidades de recuperación mejorada. ¿Qué dicen nuestros lineamientos en ese sentido? ¿Tendrán alguna fecha definida para presentarlos o es simplemente una recomendación que no tiene alguna fecha para entregar? Porque bueno, los procesos de recuperación secundaria y mejorada pueden ser aplicados siempre y cuando generen más valor y nuestros Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada lo considera, pero necesitamos tener la información en donde ellos de alguna forma sustenten de que no pueden ser aplicados porque hacen perder valor al proyecto. ¿Tenemos alguna fecha posible de acuerdo a los Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, ya entregaron ellos, en apego al tercero transitorio, primero el escrutinio que maneja la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

posibilidad de la implementación de algún proceso de recuperación secundaria o mejorada. Posteriormente, lo que es el cuarto transitorio manifiesta que en 30 meses posterior a la publicación, que fue en noviembre del año pasado, lo que teníamos en los Lineamientos de Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada, deberán presentar un programa de implementación de recuperación secundaria y mejorada, siempre y cuando sea económicamente viable. Si no, tienen que presentar las justificaciones de que no es económicamente viable y se vuelve a generar un nuevo periodo para ver si las condiciones económicas con las que se evaluaron en ese momento cambiaron y lo pudiera hacer factible o en su caso seguir con el mismo proceso cada periodo de tiempo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Eso quedó especificado en la resolución? Creo que sería importante. Yo sé que ellos lo saben, pero pues creo que se podría puntualizar.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- OK. Creo que esa parte así puntualmente no está. Sin embargo, dentro de...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es parte de las obligaciones que tienen que cumplir. Pero bueno, en la medida que tengan el documento con más información, creo que sería mejor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, pero si es necesario lo vemos para que se puntualice y se agregue. Y, sin embargo, también dentro de lo que es el planteamiento de su estrategia de extracción en lo que les resta de vida al yacimiento, ellos sí traen ahí volver a hacer un escrutinio de acuerdo a un programa de toma de información que tienen específico para madurar algún proceso de recuperación EOR o mejorada.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Excelente, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comisionado Sergio?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada. No, no, Presidente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si no hay algún comentario más, pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.16.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú.

ACUERDO CNH.16.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú.

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 Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia del Comisionado Presidente, 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.

“DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Gracias. Gracias Comisionados, buena tarde a todos. Vamos a ver nosotros lo que es la relación cronológica de los trabajos que hicimos nosotros para revisar el planteamiento que nos presentó el operador, en el cual ellos hicieron la presentación de la modificación el 1 de octubre del presente año. Hicimos una prevención sobre la información faltante que tenemos que tener nosotros como elementos mínimos para hacer el dictamen. Se atendió esta prevención por parte del operador mediante diferentes alcances de información. Se hicieron las consultas correspondientes a la ASEA para todo lo referente a la parte de seguridad. Hicimos también lo que es la consulta a la Secretaría de Economía respecto al contenido nacional y el día de hoy estamos presentando 5 de diciembre lo que sería los resultados de la revisión técnica que hicimos al planteamiento del operador de su modificación del plan.

Este yacimiento se encuentra en aguas territoriales del golfo de México. Es un yacimiento costa afuera que se encuentra a 122 km al noreste de la TMDB como referencia en tierra en lo que sería... Perdón, ya lo que sería el área de la Asignación, serían 61 km². El Título de la Asignación se emitió el 13 de agosto de 2014. Tiene una vigencia de 20 años. La Asignación es para actividades exclusivas de extracción y tiene dos yacimientos principales que los tiene divididos en lo que es la brecha del Paleoceno, el Cretácico Medio y el Cretácico Inferior en dos bloques principales que es el Este y el Oeste y es un yacimiento de aceite negro que tiene también colindancias con los campos Tumut, Abkatun y Pol, que es la zona principal de desarrollo de lo que es la región marina suroeste de Petróleos Mexicanos.

Este campo también lo que tiene es que está dividido, como lo dije, en dos bloques: el Este y el Oeste. Un área para lo que es el Este es de 22.7, para el Oeste 20.3. Las porosidades en los yacimientos van de 6.88% a lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

serían 5.35%. La permeabilidad de los dos yacimientos prácticamente es una permeabilidad alta que son 800 mD y tenemos que las presiones iniciales igualmente para los dos bloques oscilan entre los 350 a los 400 kg/cm². La presión ha caído en los dos bloques prácticamente a la mitad. En lo que sería el Este, a 214 kg/cm² y en lo que sería en el Oeste a 201 kg/cm². Los dos yacimientos son de aceite de 31 grados API. Tenemos también que tienen unas temperaturas de 138°C. Los factores de recuperación en cada yacimiento, por las dimensiones que tenía cada uno, han variado. En el Este tenemos 39% para lo que es el aceite y en el Oeste tendríamos el 58% prácticamente. En lo que se refiere a gas, tenemos que es de 38% en el Este y en el Oeste sería de prácticamente el 60%. En ambos yacimientos, como se ve también en la imagen de la presentación (izquierda), vemos que tiene mucha agua. Entonces el empuje que tiene principal asociado es el hidráulico. Tienen una profundidad alrededor de 4,000 metros de profundidad y actualmente tiene ocho pozos operando, lo que serían cinco en la parte Este y tres pozos en la parte Oeste del yacimiento.

Aquí podemos ver lo que es la historia de producción del campo. Este es uno de los mejores campos que ha tenido el país. Si vemos nosotros, se descubrió en los 70 y se puso a producir a principios de 1982. Entonces el yacimiento ha estado produciendo desde esa fecha. Prácticamente ya son 40 años de producción. En sus etapas de producción más altas, alcanzó prácticamente 155,000 barriles diarios, una producción de gas de 200 millones de pies cúbicos diarios y también es muy importante mencionar que en su acumulada al 31 de julio de este año prácticamente ya recuperó 1,000 millones de barriles de aceite, una cantidad bastante considerable. Y en gas igualmente tenemos 1,129 miles de millones de pies cúbicos, que sería prácticamente el trillón de pies cúbicos de gas recuperado. Y, como lo vemos ya a partir de lo que es el 2017, pues ya es un campo muy maduro que está en una etapa prácticamente ya nada más de abandono. Sí, todavía tiene algún volumen que sacar, pero es de destacar que es uno de los mejores campos que hemos tenido.

Ahora vamos a ver lo que sería el alcance para este plan. Ya solamente van por 7.3 millones de barriles de aceite y 9.5 miles de millones de pies cúbicos de gas en el periodo de 2019 a 2027. La propuesta que tienen ellos para el mantenimiento de la producción es a través de siete reparaciones menores



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

y posteriormente entrarían ya en lo que sería su etapa de abandono, donde van a taponar 30 pozos, van a inertizar y retirar 7 ductos y van a desmantelar 3 estructuras marinas. Ellos tienen en el campo dos octápodos y una estructura ligera marina. La inversión que están ellos previendo para este plan son 368 millones de dólares en inversión y su gasto de operación sería de 23 millones de dólares.

Respecto a lo que es la tecnología y el plan que permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables en apego al artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, tenemos que ellos presentan una reserva remanente 1P en cada uno de los bloques. En el caso del Este, que es de 0.9 millones de barriles, y para el caso del gas estarían en 1.3 miles de millones. Para lo que es el bloque Oeste, estarían ellos estimando que también nada más tienen reserva 1P y estarían yendo por 6.4 millones de barriles y en gas se estarían yendo por 8.2 miles de millones de pies cúbicos.

Para este plan y para extraer esta reserva, como se mencionó, es únicamente reserva 1P. Ya no tendrían ellos incrementales que les justificaran de alguna manera más desarrollo en el campo y eso se ve en las alternativas, ya que en la alternativa ganadora ellos ya no tienen ninguna perforación y ninguna reparación mayor, sino que simplemente estarían yéndose, como se mencionó, al mantenimiento de la producción a través de las menores. Y si ellos se fueran por la alternativa 2 que es hacer una reparación mayor, si tienen un comportamiento distinto en uno de los bloques del campo que se invadiera más rápido, estarían buscando ellos hacer una reparación mayor en el Chuc-1. E igualmente en la alternativa 3, ellos preverían que se pudiera hacer una reparación mayor, que sería una reentrada en el pozo Chuc-24. Este pozo actualmente está invadido de agua, estarían buscando ellos hacer una reentrada para mandarlo hacia la zona de aceite.

Sin embargo, pues no tendrían un incremental de producción porque todos tienen 7.3 millones de barriles y lo que nos lleva es que el mejor escenario que tienen ellos es el de la alternativa 1 que les da antes de impuesto un VPN de 81.7, después de impuestos se haría negativo, se haría -188.7. Todo esto es porque tiene que pagar los derechos, los impuestos, pero dentro de lo que es el VPI y las inversiones pues también está incluido todo el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

abandono. Y lo que estamos viendo es que la reserva de lo que sería el 2019 hacia en adelante pues ya no hace que después de impuestos se haga un VPN positivo. Las otras dos alternativas al hacer actividad adicional sobre el mismo volumen, pues salen todavía más negativas. Entonces es por eso que ellos presentan esta alternativa como la ganadora, la número 1.

Aquí podemos ver también cuál ha sido el desempeño. Aquí está la comparación de lo que es la producción de la Ronda 0 que tienen ellos en la línea azul respecto al comportamiento real y el pronóstico de producción y vemos que también tiene una disminución en cuanto a lo que sería el volumen a recuperar. Es importante también mencionar que, debido a las condiciones operativas ya en el campo que tiene mucho gas y que tiene una invasión muy fuerte del agua, se tuvo que cancelar un proyecto de recuperación secundaria a través de la inyección de gas en el casquete que tienen y entonces eso es lo que hace que disminuya también ahí el volumen a recuperar final.

El reflejo también lo vamos a ver en el comportamiento del gas, que es la siguiente lámina, y también pues vemos que va a tener una menor recuperación de gas debido a este comportamiento que tiene, donde tiene una invasión mayor del agua hacia la zona productora. Ellos lo que estaban proyectando en el tiempo cómo van a hacer su actividad es que las cinco reparaciones menores principales están en el 2020 y posteriormente en 2023 y 2026 van a hacer una reparación adicional. Tienen los taponamientos de pozos entre lo que es el 2020 y el 2028 y posteriormente hasta lo que sería el 2036 y el 2040 estarían ellos haciendo el retiro de lo que sería su infraestructura de ductos y plataformas. Se va más allá de lo que es la expectativa de producción del 2027, ya que a través de las plataformas y la infraestructura del Campo Chuc confluyen otras Asignaciones. Son alrededor de siete Asignaciones que pasan o tienen que pasar forzosamente por esta infraestructura y por eso quedaría su abandono hasta el 2040.

Esta lámina en resumen presenta el comparativo de lo que era la actividad física y lo que sería también la producción y la inversión respecto del nuevo plan y la ronda 0. Y vemos aquí que, de los pozos que tenían ellos dentro de su plan, realmente no hicieron ninguno. Quedarían dos pozos que no se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

van a hacer ya en el nuevo plan, ya no están puestos. Las reparaciones mayores ellos tenían proyectadas ocho, hicieron dos. Quedarían pendientes seis que ya no se van a hacer también por la cuestión de la invasión del agua, que ya no les permite a ellos tener oportunidad de hacer esa reparación hacia partes altas del yacimiento debido a la invasión. Y tampoco van a tener nuevas plataformas y ductos. La producción ya se platicó un poco la situación de la diferencia entre ronda 0 y el plan actual. Y en lo que sería lo referente a la inversión, vemos que el plan vigente traía 629 millones, de los cuales ya ejecutaron 438. Tenían pendientes de erogar 191, pero ahora lo que están proyectando ellos son 368 más para terminar con los trabajos de producción y abandono de toda la infraestructura.

Referente a lo que sería la parte del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, toda esta zona de la región marina pues tiene mucha capacidad, tiene mucho desarrollo. No tienen ellos problemas para poder cumplir en estos dos años 2017 y 2018 su meta y así seguiría hasta lo que sería el fin de la etapa de extracción del 2027.

Referente a los mecanismos de medición, podemos ver nosotros también que tienen ellos muchísima infraestructura. Son tres plataformas, dos octápodos como se dijo y una estructura ligera marina. En ellas se hacen mediciones operacionales, algunas mediciones de referencia. Toda la producción la mandan a los centros procesadores tanto de Pol como también hacia la parte de lo que sería el aceite se iría todo a la Terminal Marítima de Dos Bocas y la parte de exportación también se haría hacia los diferentes, el barco que tiene Petróleos Mexicanos y estarían fiscalizando el aceite tanto en la Terminal Marítima de Dos Bocas para exportación y en tierra también para el Centro Comercializador Palomas. Lo que es la parte del gas se va hacia el Centro Procesador de gas Atasta. De ahí, se separa gas y algunos líquidos que tienen todavía de las corrientes de gas. Se van hacia los diferentes centros de proceso de Ciudad Pemex para estar entregando fiscalmente en Nuevo Pemex y Cactus, tanto los condensados como lo que sería la corriente de gas.

Tenemos que dentro de lo que es su Programa de Inversiones, ellos están estimando un costo total de 597 millones de dólares. De acuerdo a lo que tenemos nosotros en el plan, su principal actividad estaría en lo que es la producción, los otros egresos, por el manejo de su producción fuera de sus



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

instalaciones, el abandono y una parte mínima que no llega al 1% de lo que es desarrollo.

De acuerdo a los indicadores económicos que se obtienen con la evaluación económica que hace la Comisión y las premisas que se establecen, tenemos que se obtiene un mejor resultado, un mejor indicador económico respecto a lo que presenta Petróleos Mexicanos debido a que dentro de la Comisión ya se está considerando el nuevo decreto del DUC variable. Ya no es un DUC constante del 65%, sino que varía del 2019 del 65%, al 2020 baja al 58% y para 2021 en adelante el 54%, lo que nos llevaría a un indicador después de impuestos de -62 millones y considerando el ISR -78, que es un, digamos, mejor indicador del que está presentando Petróleos Mexicanos por estas consideraciones que se hacen en la evaluación de la Comisión.

Respecto a las recomendaciones que tenemos nosotros, aquí primeramente se puso el abandono, pero yo creo que primero iría lo de la recuperación adicional. Lo que estamos viendo nosotros es que cancelaron el proyecto que tenían ellos ya dentro de su plan de ronda 0. Sin embargo, debido a que el campo ya está en su última etapa, pues estamos viendo que el volumen original que se le había estimado pues es arriba de los 1,000 millones de barriles. Con estudios que se puedan hacer y que se pueda identificar alguna oportunidad de implementar algún otro proceso, tan solo con incrementar el 1% estamos hablando de 1,500 millones de barriles, que es bastante. Y si nos vamos a lo que anda el promedio, un proceso de recuperación mejorada que pudiera andar entre el 3% y el 5%, pues estamos llegando arriba de los 5 millones de barriles que te pudieran todavía obtener de este campo. Entonces por eso es importante que recomendamos nosotros que sigan haciendo estudios para ver si se puede implementar algún otro proceso diferente al que se tuvo que cancelar.

Y para lo que es su etapa de continuidad operativa, pues que ellos revisen diferentes alternativas de productividad de pozos de lo que serían nuevos desarrollos tecnológicos que les permitan a ellos tener de alguna manera algún control sobre el flujo de agua, ya sea a través de la inyección de algún gel, de algún cemento micro fino que les permita también alargar un poco más la vida de los pozos en etapa primaria. Y, por último, estamos también recomendando, igual que muchas Asignaciones, pues que el abandono lo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hagan de acuerdo a las mejores prácticas para que lo hagan con el menor costo posible o que busquen alternativas en las que ellos puedan aprovechar algún tipo de Contrato donde puedan negociar o puedan rentar la infraestructura que ya tienen a otros operadores o que se pueda licitar.

Y, por último, tenemos nosotros que toda la revisión se hizo de acuerdo al marco regulatorio vigente: Ley de Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y todos los diferentes lineamientos que tiene emitidos la Comisión en cuanto a planes, medición y aprovechamiento de gas. Y esto nos lleva al final como resultado a que derivado del análisis técnico que se hizo por todo el equipo de la Comisión, se propone que el dictamen sea en sentido favorable de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación o hasta que concluya la vigencia de la Asignación o este plan requiera de alguna modificación adicional. Es lo que traemos Comisionados sobre este tema.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias maestro Castellanos. Tengo una pregunta. En la lámina 13 viene que la inversión es arriba de 300 millones, la restante. ¿Cuánto era lo del abandono de esos 368?

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Perdón. El planteamiento viene en dos partes. Una parte propiamente del proyecto, de lo que corresponde a Chuc, que son 190 millones de dólares y hay otra parte de abandono que corresponde a lo que es Abkatun y Pol, que son los campos digamos que estaban considerados dentro de este mismo proyecto. Esos egresos adicionales digamos vienen en la parte, en la diapositiva 18. Si nos podemos ir por favor. Entonces como tal el abandono serían los 190 millones de dólares para lo que corresponde a este campo, a Chuc, y dentro la parte de otros egresos ahí viene también una parte importante de Abkatun y Pol, que son como 80 millones de dólares. Entonces en total de abandono de este campo más los aledaños son como 270 millones de dólares.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Como un 60% de lo que se va a invertir es abandono, 70%.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE PROSPECTIVA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA,
MAESTRO JORGE LUIS PÉREZ OLEA.- Sí, es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien.
¿Comisionados? Adelante Comisionado Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si pueden poner la lámina 3 por favor, perdón, la 4. Aquí podemos observar el que Chuc y creo que hay que enfatizar que es un gran yacimiento, ya lo comentó el maestro Castellanos, más de 1,000 millones de barriles entre los dos yacimientos. Pero pueden observar que más o menos son muy parecidos. El área más o menos es la misma, 22.7 con 20.3 km. La porosidad más o menos igual. Pero la primera columna que tiene BP-KM-KI, la brecha Paleoceno, Cretácico Medio y Cretácico Inferior es mejor que la del Oeste en todos los rubros. Tiene más área, tiene más porosidad, tiene más permeabilidad, la presión inicial era mayor, la presión ha decaído menos que en el otro caso. El tipo de aceite casi, casi es igual, la temperatura es la misma, el empuje hidráulico es el mismo. Me salté el factor de recuperación a propósito porque voy a regresar a él.

La profundidad es la misma y bueno, lo que vemos es que el factor de recuperación en la primera columna es 39.35%, pero en la segunda es 57.7%. Si vemos el pronóstico, lo que se observa es que mayor parte del aceite va a venir del Oeste, o sea, como que todavía va a incrementar más a, pues no sé, 60%, no sé cuánto sea el factor de recuperación. Y esto nos hace reflexionar en el sentido de que hay que hacer algo con el primer yacimiento, con el BP-KM-KI, porque la recuperación adicional, de acuerdo con el plan, es creo que 0.1%. ¿No? Algo muy, muy pequeñito.

Entonces si son muy parecidos, si tienen casi las mismas características y el primero tiene características más favorables, pues deberíamos esperar tener un mayor factor de recuperación. Y precisamente eso fue lo que enfatizó el maestro Castellanos en el sentido que hay que hacer análisis adicionales que permitan identificar algún proceso de agregación de energía al yacimiento, de tal forma que se pueda llegar a ese valor. Fíjense, de 40% a 60% en factor de recuperación. No solamente es el 1% que se decía hace rato, puede ser muchísimo más para este yacimiento. Habría que pensar, aunque ya está en las últimas etapas porque inició en el año



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

82, pues todavía hay mucho por hacer aquí en este yacimiento, que además tiene aceite de muy buena calidad.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctora.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Yo no sé, ahí sí ustedes quizá sepan más, pero yo me acuerdo que en algún momento hice un estudio de este yacimiento. No hubo un proceso de recuperación secundaria del complejo Abkatun-Pol-Chuc y hubo pozos inyectores que tuvieron el proceso de recuperación secundaria que pudo haber incrementado este, digamos, ese factor de recuperación precisamente en el lado Oeste. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, se tendría que hacer. Es correcto lo que dice, porque en Abkatun se estuvo inyectando durante muchos años agua.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. O sea, bueno, para los tres, eh. O sea, el objetivo era el complejo que era hacia Abkatun, hacia Pol y hacia Chuc. Y yo casi estoy segura que ese factor de recuperación, ese incremento viene de la recuperación secundaria que hubo hace muchísimos años. Pero bueno, no sé, puede ser.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Doctor Néstor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En aquel tiempo también yo estuve involucrado en el estudio de inyección de agua en Abkatun-Pol-Chuc y se decidió inyectar agua muy cercano a Abkatun. Tiene un acuífero común. Abkatun-Pol-Chuc tienen un acuífero común. Entonces se decidió Abkatun. Empezaron a inyectar y son yacimientos naturalmente fracturados. Entonces muy rápidamente se canalizó el agua hacia pozos productores. Lo que se decidió entonces en ese momento fue alejar esos pozos inyectores más alejado de los yacimientos, que fueran en el acuífero. Pero del análisis que se hizo de Abkatun, se observó que no tenía ninguna influencia realmente la inyección de agua. Entonces si no lo tenían en Abkatun, posiblemente acá no creo que la tuviera, pero habría que hacer



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el análisis porque ahí está bien claro que en uno se tiene una recuperación mucho mayor que en otra.

Puede haber miles de factores posibles, pero el énfasis que hago es en uno 40% y en otro 60% y en el que tenemos factor de recuperación 40% es el mejor en el sentido de mayor área, mayor porosidad, mayor permeabilidad, mayor presión inicial y lo demás lo comparten. Más o menos tienen el mismo grado API, viscosidades, temperaturas, algo tendría que revisarse. ¿Verdad? Pues creo que estuvimos involucrados ahí en el IMP los dos, ¿no?

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Otro comentario Comisionados? Damos lectura a la propuesta de acuerdo Secretario.”

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

RESOLUCIÓN CNH.16.004/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.

ACUERDO CNH.16.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017 presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra al ingeniero Samuel Isaí Velázquez Paredes de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES.- Buenas tardes Comisionada, Comisionados. Pasamos a la relación cronológica. Este Contrato se encuentra actualmente al amparo de una actualización del Programa Provisional. Derivado de dicha actualización, el contratista solicita una prórroga y modificación del Programa de Transición. La Comisión da respuesta a esa solicitud y de ahí deriva una comparecencia en donde se realizan algunas aclaraciones del programa, lo que origina que el contratista ingrese un alcance de información. Eso nos da al día de hoy a la presentación de Órgano de Gobierno. El área contractual se encuentra actualmente en los Estados de Nuevo León y Tamaulipas. Tiene un área total de 360 km². Tiene una vigencia de 30 años, esto quiere decir que estaría culminando en 2047. Es un Contrato tipo licencia y es operado por Iberoamericana de Hidrocarburos. No tiene restricciones para la parte de exploración y extracción. Tiene dos yacimientos y tres campos, los cuales son Chalupa, Leyenda y Bragado.

Actualmente el área contractual cuenta con 19 pozos perforados, de los cuales 13 se dieron como no útiles en la etapa de transición. Cinco son



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

productores y uno está cerrado, está pendiente de realizarle una reparación mayor. Es un yacimiento de gas húmedo y las presiones actualmente rondan, las presiones iniciales rondaban entre 197 y 381 kg/cm² y actualmente ronda los 120 a 200 kg/cm². Del lado derecho, se puede observar el área de Asignación, dentro de la cual se encuentran los campos Chalupa de color azul, Leyenda de color anaranjado y verde el Campo Bragado. El objetivo del Programa de Transición es darle continuidad operativa al área contractual. Esto es en 12 meses y a través de esos 12 meses se planea recuperar 1.89 miles de millones de pies cúbicos de gas y 21.5 miles de barriles de condensado. Esto a través de cuatro perforaciones y dos reparaciones mayores. Se considera una inversión de 13.82 millones de dólares y un gasto operativo de 2.38 millones de dólares, lo que da un costo total de 16.2 millones de dólares.

La solicitud del contratista respecto de la modificación del Programa de Transición está fundamentada en el artículo 72, fracción I de los Lineamientos de Planes, en donde dice que, cuando el operador requiera una ampliación de la modificación de la vigencia, esta se podrá considerar hasta por un año más. Aquí tenemos la comparativa respecto de lo que se aprobó en la actualización del Plan Provisional contra lo realizado y se puede observar que las actividades que tenían contempladas, que eran cuatro perforaciones y tres reparaciones mayores, no se realizaron. Esto debido a que el contratista manifiesta que actualmente han existido retrasos en la autorización de la manifestación de impacto ambiental y ha tenido también algunos problemas con los propietarios de los terrenos. Entonces por eso no se han realizado las actividades y eso impacta en los gastos tanto de gas como de condensado y existen algunas desviaciones, al igual que en el costo total. Siguiendo por favor.

Respecto del volumen a recuperar, se tenía en la actualización del plan aprobado 2.2 miles de millones de pies cúbicos de gas. Actualmente se han recuperado únicamente 0.4 miles de millones de pies cúbicos y para la modificación ellos planean recuperar 1.89 miles de millones de pies cúbicos. Para la parte del condensado tenemos que respecto del Plan Provisional aprobado se tenía contemplado 28.4 miles de barriles y respecto de la modificación del Programa de Transición se plantea recuperar 21.5 miles de barriles.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Respecto de las actividades físicas que se tienen contempladas dentro de la modificación del Programa de Transición, se tienen contempladas dos reparaciones mayores en el mes de mayo y cuatro perforaciones que van de abril a julio de 2020. Al igual, se plantea construir líneas de descargas y estas perforaciones y terminaciones van a los campos Chalupa y Bragado. Respecto de la medición de hidrocarburos, se contempla continuar con los puntos provisionales de medición, los cuales se tienen aprobados y entonces queda en esos términos.

Se tiene contemplado realizar un total de inversiones de 16.2 millones de dólares, de los cuales 89% van para la parte del desarrollo y el 10% va para la parte de producción. Las recomendaciones para el contratista son las de realizar la actualización del modelo petrofísico, sedimentario y dinámico con el objetivo de evaluar las alternativas de desarrollo del campo, las cuales podrán ser aplicadas en el Plan de Desarrollo y también para la cuantificación de las reservas. Establecer un programa de toma información de pozos e instalaciones y mantener la optimización constante de los pozos e instalaciones para el mantenimiento de la producción.

Se da cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos, a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, a los Lineamientos de Planes, a los Lineamientos de Medición y la parte de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento no le aplican. Derivado del análisis presentado, se propone el Dictamen Técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Transición asociado al Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017, presentado por el operador petrolero Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la prórroga del Plan de Transición. Eso es todo por nuestra parte.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias ingeniero Velázquez. Comisionados, ¿comentarios? Si no hay comentarios, le pido al Secretario que dé 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.16.005/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V., asociados al contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017.

ACUERDO CNH.16.005/19

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III y XXVII, 38 fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, así como 71 y 72 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V., asociados al contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017.

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga y modificación al Programa de Transición asociado al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017 presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra a la ingeniera Paulina Anaïd Arias Nacar, de la Dirección General de Reservas.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE RESERVAS, INGENIERA PAULINA ANAÏD ARIAS NACAR.- Buenas tardes Comisionados. Vamos a ver la revisión cronológica, por favor. De igual manera, el contratista ingresó una solicitud de prórroga al Programa de Transición, a la cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos dio respuesta. Posteriormente, se llevó a cabo una comparecencia, de la cual derivó un alcance de información, para el día de hoy estar presentando en Órgano de Gobierno.

El área contractual se encuentra en los Estados de Nuevo León y Tamaulipas. Cuenta con 99 km². Está suscrito bajo un Contrato de la modalidad licencia. No tiene restricciones para la profundidad de exploración y extracción. Cuenta con cuatro campos y yacimientos en el Eoceno y colinda con siete campos. Tiene 82 pozos, de los cuales 41 son productores actualmente. Todos los yacimientos son de gas húmedo.

Bueno, este Programa de Transición, el cual tiene como vigencia 12 meses, los cuales inician a partir del 8 de diciembre del 2019 y hasta el 7 de diciembre del 2020. Pretende recuperar 2.3 miles de millones de pies cúbicos de gas y 26.55 miles de barriles de condensado, además de contemplar como actividad física cuatro perforaciones y terminaciones y cuatro reparaciones mayores. Considera un costo total de 15.3 millones de dólares, de los cuales 10.3 son para inversión y 5 millones de dólares, perdón, son para gastos de operación. El motivo y la justificación de esta modificación al Programa de Transición se sujeta en el artículo 72 de los Lineamientos de Planes, los cuales estipulan que el operador puede requerir una ampliación de la vigencia del Programa de Transición hasta por un año más.

En esta tabla podemos observar la actividad que tenía contemplada el programa vigente. Tenía contemplada realizarse cuatro perforaciones, de las cuales a octubre del 2019 no se ha realizado ninguna y 12 reparaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mayores, de las cuales únicamente se efectuaron cuatro. Además, tiene una desviación del -58% de volumen a recuperar de gas y del -70% del volumen a recuperar de condensado. En cuanto a costos totales, únicamente se ejerció el 5% del monto total que tenían aprobado.

Como ya habíamos platicado, en cuanto al volumen a recuperar de gas, el Plan Provisional contemplaba en el periodo original de 2018 a 2019 3.23 miles de millones de pies cúbicos de gas. Únicamente de eso se recuperó a octubre del 219 1.02 y este Programa de Transición contempla recuperar 2.3 miles de millones de pies cúbicos de gas. Para el condensado, de igual manera, el Plan Provisional contemplaba 37.41 mil barriles de condensado, únicamente 8.43 mil barriles fueron recuperados y esta es la modificación al Programa de Transición, pretende recuperar 26.55.

Las actividades que se tienen contempladas son cuatro perforaciones que se llevarán en los meses de abril y marzo, perdón, todas ellas en el Campo Picadillo. Y de las cuatro reparaciones mayores, una es en el Campo Carlos y tres más en el Campo Picadillo. No le aplica el aprovechamiento de gas debido a que los yacimientos son de gas no asociado, entonces se aprovecha el 100% del gas. En cuanto a medición de hidrocarburos, se contempla continuar con los puntos provisionales de medición, los cuales fueron aprobados mediante las Resoluciones CNH.E.65.004/17 para el gas y CNH.E.14.001/19 para condensado.

Del costo total de los 15 millones que se tienen programados, el 74% son para actividades de desarrollo y el 25% son para actividades de producción. Y derivado de las actividades que pretende realizar el contratista, se sugiere realizar la actualización del modelo petrofísico, sedimentario y dinámico, a fin de evaluar mejores alternativas de desarrollo para el campo, las cuales se pueden asentar en un Plan de Desarrollo para la Extracción futuro, además de establecer un programa de toma de información en los pozos e instalaciones, así como mantener la optimización constante de los pozos e instalaciones para el mantenimiento de la producción. Además que, en potestad de sus facultades, la Comisión dará seguimiento puntual a cada una de las actividades que tiene contempladas realizar el contratista debido a que se ha observado que en el Programa Provisional anterior aprobado pues ha habido una fuerte diferencia entre lo que se tenía aprobado a lo real ejercido.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Este Programa de Transición da cumplimiento a la Ley de Hidrocarburos, a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, cumplimiento a los Lineamientos de Planes, así como a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición y pues, como vimos, no le aplican las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas. Por tal motivo, derivado del análisis presentado, se propone el Dictamen Técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Transición asociado al Contrato CNH-R02-L02-BG-01-2017, el cual es presentado por el operador Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción, mismo que, de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la prórroga del Programa de Transición. Es todo por nuestra parte Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien, gracias ingeniera Paulina Arias. Comisionados, ¿comentarios? Adelante doctor Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esta área es vecina de la anterior y el operador es el mismo: Iberoamericana. Sin embargo, en la anterior dijeron que la razón de que pedían una extensión era porque habían tenido problemas con la línea base ambiental y con la parte de ocupación superficial. ¿Las razones son las mismas en este? ¿Sabemos si ya resolvieron los problemas para empezar su proyecto?

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS, INGENIERA BRENDA BARRERA MONTERO.- Buenas tardes Comisionado. En el área A1.BG, que fue la primera que se expuso, el contratista tuvo más problemas de acceso en el área de Chalupa, que es aquí donde iba a llevar la mayor parte de actividad petrolera. Por lo tanto, se retrasaron más en la MIA, en el Manifiesto de Impacto Ambiental. Y en el BG.01 han tenido acceso, es limitado el acceso porque no les han permitido perforar, pero sí les dejan entrar al área para llevar a cabo las actividades de mantenimiento y reparaciones mayores que en este caso han hecho. Han hecho cuatro para el BG.01. En el área A1.BG sí es pues casi imposible entrar al área de Chalupa. Esto lo han manifestado a través de los reportes mensuales y también lo han manifestado mediante escrito aquí a la Comisión.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- O sea, que no se ha resuelto el problema.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,
INGENIERA BRENDA BARRERA MONTERO.- No, todavía no.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La pregunta que yo haría es a quién le toca resolver el problema. ¿Eso es a la Secretaría de Energía en la parte de ocupación superficial?

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,
INGENIERA BRENDA BARRERA MONTERO.- Sí. Es parte de ocupación superficial y lo ve la Secretaría de Energía.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pudiéramos mandarle nosotros una nota de que se nos están atorando? Pues en este caso es la segunda área.

UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS,
INGENIERA BRENDA BARRERA MONTERO.- Sí, claro que sí.

SECRETARÍA EJECUTIVA, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Con gusto Comisionado. Podríamos enviar un documento para darle notificación.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Para que estén enterados.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. ¿Algún otro comentario Comisionados? Si no hay otro comentario, pido al Secretario dé lectura a la propuesta de acuerdo."

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

RESOLUCIÓN CNH.16.006/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V., asociados al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.16.006/19

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III y XXVII, 38 fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, así como 71 y 72 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la prórroga y modificación al Programa de Transición presentada por Iberoamericana de Hidrocarburos CQ, Exploración y Producción de México, S.A. de C.V., asociados al contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017.

II.7 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación de la vigencia del contrato CNH-30/2017 relativo a la Prestación de Servicios de Comercialización de los hidrocarburos gaseosos que el estado obtiene como resultado de los Contratos para la Exploración y Extracción.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra a la maestra Arcenia Viridiana de la Rosa García, de la Dirección General de Consulta.

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

“DIRECCIÓN GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Buenas tardes Comisionado Presidente, Comisionados, los presentes. De conformidad con el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, es facultad de la Dirección General de Consulta



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

proponer al Órgano de Gobierno los términos y condiciones de los Contratos de los servicios de comercialización de hidrocarburos y por ende sus modificaciones, mismas que fueron remitidas por la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, quien es para este Contrato el área requirente. Por lo cual, me permito someter a su consideración la modificación del elemento general correspondiente a la vigencia del Contrato CNH-30/2017, relativo a los servicios de comercialización de hidrocarburos gaseosos que el Estado obtiene como resultado de los Contratos para la Exploración y Extracción, a efecto de que se amplíe su vigencia por un año.

Primero tenemos lo que son los antecedentes. El artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, como recordamos, prevé que la CNH, a petición del Fondo Mexicano del Petróleo, podrá contratar a cualquier empresa productiva del Estado o a cualquier persona moral mediante licitación pública los servicios de comercialización de hidrocarburos. Como otro antecedente importante, tenemos que al respecto de dicho artículo el Órgano de Gobierno interpretó que el concepto de licitación no se avoca tal cual a dicha palabra, sino que esto incluye a cualquier procedimiento de contratación que prevé la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. Esto podría ser la licitación pública, invitación de cuando menos a tres personas o adjudicación directa.

Asimismo, el Órgano de Gobierno interpretó, en correlación con el artículo 50 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, que para realizar el procedimiento de contratación debía aplicarse la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público de manera integral. Y asimismo aprobó, conforme a las facultades que le otorgaba el entonces reglamento vigente de la Comisión, que era el artículo 23, fracción III, aprobó los elementos generales consistentes en el objeto, la vigencia, el protocolo de comercialización, entrega de hidrocarburos, pago de los servicios y garantías de cumplimiento.

Otro antecedente importante es que, conforme a lo previsto en el artículo 50 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Fondo Mexicano del Petróleo debía presentarnos los términos mínimos para la correcta prestación de los servicios de comercialización y el precio máximo aceptable del pago por los servicios, lo cual nos hizo llegar en su momento y fue un insumo para realizar el procedimiento de contratación en ese



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

momento. Es importante resaltar que se realizaron dos procesos de licitación para contratar ese servicio, mismos que se declararon desiertos en virtud de que no se recibió propuesta alguna. Por eso, conforme al artículo 41, fracción III de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios procedió a la adjudicación directa del servicio a la compañía CFenergía en virtud de que es la que otorgó las mejores condiciones para el Estado. Por tal motivo, el 28 de diciembre del 2017 se suscribió el Contrato CNH-30/2017, el cual es objeto de la modificación que actualmente se someterá a ustedes.

Particularmente, como la modificación concierne a la vigencia, la cláusula 41 del Contrato establece que el inicio de la ejecución de los servicios será el día 22 de diciembre del 2017 y la vigencia del Contrato será de dos años contados a partir del 22 de diciembre de 2017. Esto nos llevaría a que el Contrato concluya ahora en diciembre del 2019.

Ahora bien, ya como parte del procedimiento de modificación, conforme a los requisitos que prevé la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios y el reglamento, el área requirente —que en ese caso es la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión, a través de la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción— nos presentó al área contratante, que es la Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios, la solicitud de la modificación y asimismo adjuntó la justificación en la cual detalla los motivos por los cuales es necesaria esta modificación. Asimismo, para efecto de preservar lo señalado en el artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos y lo del artículo 50 del reglamento, enviamos al Fondo Mexicano del Petróleo una confirmación de que los términos que en su momento nos estableció y el precio máximo continuaban vigentes para la ampliación de este, bueno, para la modificación y ampliación por un año, a lo cual nos contestó que efectivamente continúan siendo aplicables hasta en tanto ellos remitan nuevos términos para el nuevo procedimiento de licitación.

Ahora bien, con la solicitud de modificación y la justificación presentada al área contratante, conforme al Manual de Aplicación General en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, es facultad del área contratante revisar que esa justificación sea procedente, que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

realmente la modificación, perdón, sea procedente conforme a la justificación presentada por el área requirente. Respecto de lo cual, obtuvimos una respuesta que estaba expuesta conforme a la ley y al reglamento. Y por lo mismo, me gustaría ahora ceder la palabra, con su venia Comisionado Presidente, al ingeniero Samuel para efecto de que nos explicara los motivos que justifican la modificación propuesta.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Buenas tardes, muchas gracias por la atención. Comisionado Presidente, si me lo permite. En la siguiente lámina podemos observar que parte del proceso que realizamos primero fue una consulta a nuestro licitante adjudicado que es CF Energía para ver si él mostraba interés en la extensión del Contrato, a lo cual él nos respondió de manera favorable que sí mostraban interés en tener esta ampliación de la vigencia del Contrato hasta por un año más y dentro de las justificaciones que manifestamos están en la siguiente lámina.

Nosotros lo que hemos estado visualizando a lo largo de la administración de ya casi dos años de estos dos Contratos de Comercialización. Hoy recordemos que los Contratos están separados. Tenemos por un lado los hidrocarburos líquidos y por el otro lado los hidrocarburos gaseosos. Entonces parte de la justificación es que queremos salir a licitar el próximo año un solo Contrato, tener un solo Contrato de Comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos y también que el Fondo Mexicano del Petróleo nos entregará las nuevas bases de licitación y el precio máximo hasta el próximo año. Esas son las dos principales razones por las cuales nosotros estamos buscando la ampliación de la vigencia.

¿Por qué es importante tener un solo Contrato? ¿Qué estamos visualizando de beneficios? Algo que estamos observando es poder tener mejores tarifas. ¿Qué quiere decir esto? Como vamos a salir a hacer una licitación pública con precios máximos, pues normalmente en este tipo de licitaciones se adjudica el que da el precio más bajo, que fue lo que pasó en las licitaciones anteriores. Si bien se declararon desiertas, hubo algunas ofertas y al final se adjudicaron a los licitantes que ofertaron más bajo.

Otra de las cosas que queremos hacer es que haya más empresas interesadas. Estamos pensando salir a una licitación por un periodo de seis



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

años, no de tres como es hoy el Contrato más largo que tenemos, para que haya más interés en el mercado por ofertar por este tipo de Contratos. Reducir la carga administrativa para el Estado. Recordemos que antes había una Dirección General de Comercialización y hoy estamos inmersos dentro de otra Dirección, entonces nos hemos reducido un poco el grupo y esto nos ayudaría a tener menos carga. Y obviamente con la extensión del Contrato estamos visualizando pues mayores ofertas y esto tendría que tener disminución en el precio de los servicios. Esas son las principales razones que visualizamos.

DIRECCIÓN GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Un punto importante que prevé el artículo 91 del Reglamento de la Ley de Adquisiciones es que se debe contar con el consentimiento del actual prestador de servicios. Respecto de ello, el prestador de servicios CF Energía se pronunció el pasado 28 de noviembre, manifestando su consentimiento de ampliar el Contrato hasta el 22 de diciembre del 2020. Por lo cual, con ello cumplimos con los requisitos previstos en la Ley de Adquisiciones y demás normativa aplicable. Por tanto, se somete a ustedes la consideración de la modificación del elemento general de vigencia conforme a la siguiente propuesta. Actualmente el Contrato señala.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- A ver, un momento, un momento. Si te puedes regresar a la 7 por favor. ¿Qué tiene que ver que el Contrato...? Porque entiendo quieren sacar una partida a futuro.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- No. El próximo año los dos Contratos culminarían en la misma fecha. Hoy hay un desfase. El Contrato de hidrocarburos gaseosos culminaría este año si no logramos hacer la extensión. No tendríamos las condiciones para salir a licitar de una manera tan rápida. Entonces la idea es juntar los dos Contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, juntarlos, ¿pero buscando un solo proveedor?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Sí, buscando un solo proveedor.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Por qué?

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Porque tendríamos mejores condiciones. ¿Qué pasó en las licitaciones pasadas?

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Pero por qué tendríamos mejores condiciones teniendo uno solo y no por separado dos partidas?

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Es que en la vez pasada en las partidas de líquidos sí hubo interesados. Desafortunadamente en el proceso ya al final no lograron ellos cumplir con todos los requisitos, que fue una firma digital por la cual el proceso se tuvo que declarar desierto, pero hubo dos interesados que en su momento fue Trafigura y Petróleos Mexicanos Internacional. Y ya después de ese proceso desierto, por parte de que no terminaron de cumplir con todo el proceso, el gas sí se nos quedó desierto. No hubo interés en las dos licitaciones que tuvimos por el gas. Y revisando los ingresos, son por mucho más bajos que los del crudo. Si nosotros vemos, a lo largo del periodo de tiempo que hoy llevamos facturado los servicios de comercialización a los hidrocarburos, si hacemos un contraste, los ingresos que hoy obtiene el Contrato de líquidos son mucho más grandes que el de gaseosos. El gaseoso representa el 8% de los ingresos del Contrato de líquidos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Eso no hay ninguna duda que la comercialización del aceite es mucho mayor en volumen que el gaseoso. Sin embargo, eso no justifica el por qué quieren juntar las partidas.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Para que no se nos quede una licitación desierta.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Pero por qué se te va a quedar? Porque el volumen que se manejó de los primeros dos años no tiene nada que ver con el volumen de los próximos seis años.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Sí, pero si nosotros, de hecho nosotros ya hicimos un perfil, un perfil con los pronósticos de producción que hoy tenemos en la Comisión. Nosotros estaríamos comercializando un volumen. En ese periodo de seis años que estamos analizando de petróleo o incluyendo los líquidos, un volumen total de 191 millones de barriles. Esto haciendo algunas consideraciones en promedio. Estamos hablando de siete Contratos de Producción Compartida que hoy tenemos ya los perfiles de producción de los Planes de Desarrollo. Como alguna vez comentaba el Comisionado Néstor, y es cierto, son pronósticos de producción que tienen cierta incertidumbre, entonces a esto habría que agregarle componentes de incertidumbre que se pueden cumplir o no. Entonces eso estamos hablando del crudo y representaría unos ingresos en un periodo de seis años...

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- De aceite no estamos hablando, estamos hablando de gas.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Ajá. Y viendo el gas, el volumen a comercializar de gas, el gas lo pagamos por energía. Hoy la tarifa que nosotros le pagamos a CFenergía son dos centavos por cada millón de BTU. Entonces en ese periodo igual de seis años estamos hablando de 48 millones de BTU que estaríamos comercializando. Esto le representaría un ingreso, si tuviéramos las tarifas que hoy tenemos extrapolando a seis años, de 960,000 dólares en seis años. Puede ser que sea poco atractivo si lo dejamos otra vez separados. Esa sería una de las principales razones por la cual sería juntarlos y dar un solo servicio.

O sea, ese es hoy un supuesto que tenemos que tendríamos que analizar. Pues con el tiempo tenemos que hacer reuniones de trabajo como lo hicimos en su momento cuando salimos a licitar en 2017 y tendríamos que caminar en el sentido y tomaremos la decisión en conjunto. La vez pasada se hizo un comité de trabajo que tendremos que volver a integrar. Pero hoy estos son los supuestos y la premisa más fuerte es que hoy no tenemos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

las condiciones para poder salir a una licitación mañana y adjudicarla antes del 22 de diciembre porque no tenemos todos los supuestos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, definitivamente. Son dos temas separados. Están metiendo un tema que a lo mejor ahorita no va acá, pero bueno. Entonces ahorita el tema es ampliar un año para que se junten las dos partidas y ya veremos qué pasa en su momento.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Puede ser.

DIRECCIÓN GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Para el siguiente año se realizará la investigación de mercado y veremos qué resultados arroja el mercado, si realmente hay interesados en la parte de gaseosos o realmente pues solamente líquidos y tendríamos que ver si se juntan o si no.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ya veremos.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- De hecho, antes de la licitación. Antes de la licitación tenemos que salir a estudio de mercado y ahí vamos a sondear. Podemos salir a estudio de mercado y nosotros traemos un margen de tiempo y a lo mejor una opción es salir a estudio de mercado separados y ver cómo el mercado se comporta y ya después tomar la decisión. Si el mercado no muestra interés en los gaseosos, pues podríamos tomar la decisión de juntarlos. Pero hoy solo esto es una propuesta.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Está bien. ¿Comentarios? Sí, adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Esta modificación es hasta por un año o es por un año? Por lo que comenta el Comisionado Presidente.

DIRECCIÓN GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Es por un año. Sí, de hecho, en la primera lámina está la propuesta que prácticamente sería que la vigencia quedaría del presente



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Contrato, es del 22 de diciembre del 2017 al 22 de diciembre del 2020. Esa sería la vigencia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es por un año.

DIRECCIÓN GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Por un año, correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, tendríamos que esperar a que se diera el 22 de diciembre de 2020 para volver a analizar esta postura del Comisionado Presidente.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- No, tendríamos que hacerlo antes.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- No, porque va a haber que licitar como medio año.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Sí, así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro, por supuesto. Pero no podríamos asignar uno hasta después del 22 de diciembre de 2020.

DIRECCIÓN GENERAL DE CONSULTA, MAESTRA ARCENIA VIRIDIANA DE LA ROSA GARCÍA.- Exacto. De hecho, los servicios tendrían que iniciar el día 23 por así decirlo, el día siguiente hábil.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exactamente-

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- El proceso de licitación es largo, entonces pues tendremos todo el año que entra para planearlo en el sentido que decidamos.

COMISIONADO PRESIDENTE ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. ¿Comentario? Adelante.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Más que comentario, quizá valdría la pena saber qué ha significado esta comercialización de los hidrocarburos del Estado en términos de beneficios para el Estado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mexicano. Entonces estoy cierto que Samuel lo tiene a la mano, espero. Y cuántos Contratos son digamos los de producción compartida, que son en los que aplica este esquema que ya están ahora redituando beneficios económicos para la nación. Y cuántos, si es que lo tienen, serían en los próximos seis años, que entiendo sería la vigencia del Contrato, que en efecto habrá que ver si es solo de líquidos o si es líquidos y gas.

DIRECCIÓN GENERAL DE MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN, INGENIERO SAMUEL CAMACHO ROMERO.- Sí, muy bien Comisionado. Los Contratos al día de octubre nosotros llevamos los cortes, como hacemos el reporte al Fondo Mexicano del Petróleo a mes vencido, y a octubre de 2019 los Contratos de Producción Compartida le han ingresado al Estado 781 millones de dólares. Hoy solamente tenemos cinco Contratos de Producción Compartida que están reportando producción comercial regular. Algunos Contratos ya han reportado pruebas de producción. Pero ya tenemos en la Comisión siete Contratos de Producción Compartida aprobados con Planes de Desarrollo.

Nosotros los números que ahorita más o menos les comenté son con base en esos Planes de Desarrollo. De los 35 Contratos que se tienen firmados, hoy no tenemos Planes de Desarrollo aprobados de los otros 28 restantes. Y conforme vaya avanzando la información de los Contratos, pues iremos sumando estos pronósticos y estos perfiles de producción para poder hacer proyecciones de ingresos. Pero un dato importante a comentar es por ejemplo el caso de ENI que escribimos un artículo en la Gaceta que se acaba de publicar y esto quiero compartirlo. Desde que se adjudicó el Contrato de ENI el día de la licitación hasta que ENI inició su producción comercial regular, pasaron 44 meses. Entonces es un periodo de tiempo de más o menos cinco años, bueno, cuatro años en los cuales pues no hubo producción. Entonces nosotros estamos visualizando un Contrato de Comercialización que lo trabajaremos, como bien se comenta a futuro, por seis años, donde consideramos que ya más Contratos estarían incorporando producción e incorporándole ingresos al Estado pues como se esperan los resultados.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

ACUERDO CNH.16.007/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 28 de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción IV, 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 aprueba la modificación de la vigencia del contrato CNH-30/2017 relativo a la Prestación de Servicios de Comercialización de los hidrocarburos gaseosos que el estado obtiene como resultado de los Contratos para la Exploración y Extracción.

III.- Asuntos para conocimiento

En esta ocasión no hubo asuntos para conocimiento.

IV.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:24 horas del día 5 de diciembre de 2019, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Sexta Sesión Ordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

Décima Sexta Sesión Ordinaria

5 de diciembre de 2019



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

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo
para el período del 2 al 31 de diciembre de 2019