



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXAGÉSIMA SEGUNDA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2018

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:45 horas del día 9 de noviembre del año 2018, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita 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 Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Sexagésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficios número 220.1057/2018, de fecha 8 de noviembre de 2018, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación de INPEX E&P MÉXICO, S.A. de C.V. a favor de INPEX E&P MÉXICO PB-03 S.A. de C.V e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0006-4M-AMOCA-YAXCHÉ-04.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la cesión del interés de participación de INPEX E&P MÉXICO, S.A. de C.V. a favor de INPEX E&P MÉXICO PB-03 S.A. de C.V e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al maestro Ramón Antonio Massieu Arrojo, Titular de la Unidad Jurídica.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Abogado Massieu, adelante.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionado Presidente, Secretaria Ejecutiva, Comisionada y Comisionados. Muy buenos días. En esta ocasión pondremos a su consideración un proyecto de convenio modificatorio a uno de los contratos de la cuarta licitación de la Ronda 1, derivado de una cesión de interés de participación. Para mayor abundamiento del tema, si no tienen inconveniente, le cedería la palabra a la licenciada Chantal Rosas de la Dirección General de Contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante abogada.

DIRECTORA DE ÁREA, LICENCIADA AIDDE CHANTAL ROSAS REZZA.- Gracias Comisionado. Buenas tardes Secretaria Ejecutiva y Comisionados. El día de hoy ponemos a su consideración la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato que se puede ver en la diapositiva. Con la finalidad de contextualizarlos en el tema, haré referencia a los siguientes antecedentes. El 5 de diciembre del 2016 se declaró como licitante ganador del área contractual 3 a Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. en consorcio con Pemex Exploración y Producción e Inpex Corporation. Para la suscripción del contrato, Inpex Corporation optó por constituir una empresa de propósito específico denominada Inpex E&P México, S.A. de C.V., la cual adelante citaré como IMEX. En virtud de lo anterior, la Comisión, Chevron, PEP e IMEX suscribieron el contrato el 28 de febrero del 2017 en el cual, como se muestra en la diapositiva, se hace constar la designación de Chevron como el operador del área contractual y que los porcentajes del interés de participación de cada empresa participante son del 33% en la generalidad, cuya mayoría le corresponde a Chevron por ser el operador del área.

El 8 de octubre del presente año, IMEX ingresó la solicitud de autorización para ceder la totalidad de su interés de participación a favor de Inpex E&P México PB-03, S.A. de C.V., en adelante IMEX PB-03 y con la finalidad de hacer constar en dicha sesión la modificación del contrato firmando de conformidad Chevron y PEP. De autorizarse la cesión de mérito e instruirse la celebración del convenio modificatorio, como podemos observar en la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

diapositiva del lado derecho, se encontraría la nueva conformación del contratista en la cual se muestra que Inpex PB-03 entraría a ser empresa participante, la continuidad de Chevron como operador del área contractual y que los porcentajes de intereses de participación no cambian. Tomando en consideración esto, la presente cesión no implica una cesión del control de las operaciones del área contractual ni del control corporativo y de gestión. Comisionados, lo que se trata esta cesión se da entre empresas que pertenecen al mismo grupo corporativo, es decir, IMEX e IMEX PN-03 forman parte del mismo grupo del cual su matriz en última instancia y actual controladora es Inpex Corporation. Por lo que las capacidades de contratista no se ven afectadas.

Haré referencia al marco contractual, específicamente lo que respecta a la cláusula 24.1 del contrato que prevé que en términos generales para ceder la totalidad o una parte del interés de participaciones es necesario contar con la autorización previa y por escrito de la Comisión, la cual tomará en consideración los criterios de precalificación de la licitación. Por otra parte, de conformidad con la cláusula 27, cualquier modificación al contrato requiere del consentimiento de las partes. Tomando en consideración lo anterior, para que esta Comisión esté en posibilidad de autorizar la cesión solicitada y por ende la firma del convenio modificatorio, se analizó si IMEX PB-03 cumple con los requisitos de precalificación.

Los requisitos de precalificación como no operador son los siguientes. Primero, la capacidad legal que acorde con el artículo 31 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos la empresa que participe en los contratos debe de ser una empresa cuyo régimen fiscal tribute en México, su objeto debe ser exclusivamente la exploración y extracción de hidrocarburos y que no tribute bajo régimen especial de sociedades integradas conforme a la Ley de Impuesto Sobre la Renta. Respecto a la capacidad financiera, debió demostrar que cuenta con un capital de al menos 250 millones de dólares de capital contable. La no inhabilitación para contratar con la Comisión acorde con el 26 de la Ley de Hidrocarburos. Conforme a la documentación presentada en las Bases de Licitación, la procedencia lícita de recursos financieros y por último presentar un proyecto de Acuerdo de Operación Conjunta que cumpliera con los mínimos previstos en el 32 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Este análisis de la documentación presentada fue realizado por la Dirección General de Licitaciones A de la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisión, con la cual, contando con la opinión favorable de la Unidad de Inteligencia Financiera y es por ello que se determinó que IMEX PB-03 cumple con los requisitos de precalificación de no operador previstos en la licitación.

En virtud de lo anterior, se propone en el proyecto de resolución lo siguiente. Como punto número uno, autorizar la cesión del interés de participación, instruir la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato, instruir la devolución de la garantía corporativa presentada por IMEX una vez que la Comisión acepte la garantía corporativa presentada por IMEX PB-03 y notificar la resolución a las partes interesadas y a las autoridades previstas en la diapositiva que se muestra. Ponemos a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias abogada. ¿Algún otro comentario abogado Massieu?

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- No, no. Este sería el proyecto de resolución y, como lo hemos hecho en ocasiones anteriores, únicamente autorizaremos digamos la transferencia del interés de participación e incluiríamos la suscripción del convenio modificatorio. Es por ello que pondremos a su consideración el proyecto presentado por la Directora.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún comentario colegas Comisionados? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.62.001/18

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza la cesión del interés de participación de Inpex E&P México, S.A. de C.V. a favor de Inpex E&P México PB-03 S.A. de C.V. e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.

ACUERDO CNH.E.62.001/18

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 31 fracción VII de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracciones II, letra h., XI y XIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza la cesión del interés de participación de Inpex E&P México, S.A. de C.V. a favor de Inpex E&P México PB-03 S.A. de C.V e instruye la suscripción del primer convenio modificatorio del contrato CNH-R01-L04-A3.CPP/2016.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0006-4M-AMOCA-YAXCHÉ-04.

En desahogo de estos puntos del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra a la Comisionada Alma América Porres Luna, en su calidad de Comisionada Ponente.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Quisiera darles un antecedente de este dictamen técnico que les traemos a consideración dado que este dictamen a nivel de Petróleos Mexicanos es el primer dictamen que nosotros lo traemos desde la parte exploratoria, desde el Plan de Exploración y ahora es el primer dictamen que están presentando un Plan de Desarrollo para la Extracción.

Entonces el antecedente es el siguiente. A partir de un cubo sísmico y un procesado que hicieron haciendo un merch de varios cubos sísmicos de Nich, Kinil, Kuche, Tupilco 3D, procesado desde 2010, se identificó dentro de una asignación, la mencionada por la Secretaria Ejecutiva, un anticlinal de Cretácico y Jurásico Superior de alto relieve estructural con un cierre propio afectando por fallas inversas. Adicionalmente, se realizaron en el área diversos estudios regionales para determinar un sistema petrolero y evaluar los plays en esta área, los cuales fueron base para el sustento técnico del estudio de generación, evaluación y selección de un prospecto para el diseño de la perforación y terminación de un pozo llamado Xikin-1 en 2015, mismo que permitió encontrar una acumulación de hidrocarburos de aceite de 43.6 grados API para el play Jurásico Superior Kimmeridgiano y un poco identificando también impregnaciones en el Cretácico. Una vez confirmado el descubrimiento, la siguiente etapa es la evaluación del mismo, cuyo objetivo es determinar la extensión, límites laterales y verticales, así como características del yacimiento y los volúmenes de hidrocarburos. Para este fin, se llevó a cabo algunos estudios del yacimiento y perforando un pozo de delimitación, el Xikin-1DEL en 2016-2017, y los eventos derivados de esta se determinó la zona de mayor interés y esta zona se evaluó mediante una prueba de presión-producción en conjunto con trabajos de inducción y estimulación matricial.

En la información obtenida de las actividades mencionadas se construyó el modelo del yacimiento, así como se estimaron los volúmenes originales y la reserva del mismo, lo que permitió sustentar la declaratoria de comercialidad presentada por Pemex Exploración y Producción en abril del presente año, estableciendo las bases para el mejor esquema de desarrollo. Quisiera destacar que el presente proyecto que es el Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Desarrollo para la Extracción concentra el esfuerzo y el compromiso no solo de la Comisión, sino de otras entidades de Gobierno relacionado con el sector energético como SENER, ASEA, Secretaría de Economía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, así desde luego como Petróleos Mexicanos; dado que, como verán posteriormente, el tiempo que se tiene para su disseminación ha sido un tiempo muy breve para esta dictaminación. La Unidad Técnica de Extracción presentará en esta sesión, como les decía en un principio, el primer Plan de Desarrollo que está cumpliendo todo el proceso exploratorio completo, mismo que la Comisión pudo dar seguimiento desde las primeras etapas en este proceso.

Por otro lado, al igual que los demás proyectos, es muy importante para este proyecto que se lleve un seguimiento para la comprobación correcta y realización de las actividades establecidas en el presente plan con el propósito de tomar acciones apropiadas durante su ejecución y con ello evitar desviaciones o posibles afectaciones a la recuperación final de hidrocarburos. Le pasaría la palabra al ingeniero Mena para que nos hagan la presentación del proyecto presentado por Petróleos Mexicanos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ingeniero, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Comisionados, buenas tardes. Efectivamente y me sumo a reconocer que para poder traer hoy a la mesa el dictamen técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Xikin pues fue necesario la participación de instituciones, pero también el trabajo de todas las áreas al interior de la Comisión que contribuyeron y lo hicieron en un tiempo breve la verdad para poder presentar la información que a continuación describo.

Cronológicamente el plan fue solicitado el 31 de agosto del 2018. Se envió la prevención de información por parte de esta Comisión a PEP el 21 de septiembre. El 3 de octubre fue atendida y se declara la suficiencia el 1 de noviembre. Para poder llegar a esta sesión de Órgano de Gobierno, fue necesario reunirnos en tres ocasiones. Hubo una comparecencia y tres alcances de información. Adelante.

Las características generales de la asignación del campo Xikin es que se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 75 km de frontera a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tabasco. El área de la asignación es de 943.62 km², que es la línea que está en azul en la imagen del lado derecho. El área de extracción es de 47.66 km², repito, 47.66 kilómetros y sería el área que está en color gris y ahorita platico de lo rojo. La vigencia es de 22 años. Es una asignación de exploración y extracción de hidrocarburos y todas las formaciones, excepto el polígono A que es precisamente lo que está en color rojo, tiene una restricción y sólo puede ser extraído en el Mesozoico. La colindancia más cercana es con Xanab que es hacia donde fluye o donde se prevé que fluya el hidrocarburo y está a 13 km. Más adelante veremos algunos esquemas.

Más específicamente sobre el campo Xikin, que es la parte donde están los cuadritos y el color amarillo, tenemos ahí dos pozos: el Xikin-1 y el Xikin-1DL. Es un yacimiento de aceite volátil, una densidad grados API de 43.6. Es un yacimiento de alta presión y alta temperatura como pueden ver los datos. La temperatura de 165.6 °C y la presión inicial del yacimiento es de 1,220 kg/cm², teniéndose identificada la presión de saturación en 233.7 kg/cm². El volumen original del campo Xikin es de 520.8 millones de barriles y 668.5 miles de millones de pies cúbicos de gas.

PEP presentó diferentes alternativas. Me voy a referir primero a que de todas las alternativas tiene un volumen a recuperar en orden de magnitud de los 190 millones de barriles y 243 miles y millones de pies cúbicos. Las alternativas que se presentan a continuación fueron variando en función de la infraestructura con la que pueden hacer la explotación del campo, considerando sus octápodos y estructuras aligeradas y el uso de equipos de perforación fijos o auto elevables. Entonces no voy a describir todas. Me iría por ejemplo a la que tiene la menor inversión que es la alternativa 2 y en la que consideran la adecuación de un octápodo que ya es existente, entonces esto es mucho más rápido de realizar y contemplan una estructura ligera marina. En esta alternativa pondrían un equipo fijo y en la estructura ligera el auto elevable, o sea, que en total iniciaría o se realizaría la explotación del campo con dos equipos. Sin embargo, en el perfil que vamos a ver más adelante, bueno, en el tiempo esto pues está diferido.

La alternativa 3 que es la seleccionada y la que tiene el rectángulo rojo considera igual adecuar el octápodo, instalar la estructura marina, pero en el octápodo se pondría por un lado el equipo fijo y en el adosado el auto elevable más la auto elevable considerada para el equipo ligero. Entonces



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ahí estaríamos hablando de 3 equipos. La alternativa 2 y 3 son muy parecidas y el perfil de producción solo se ve que se adelanta el perfil. De ahí en adelante hay otras alternativas que requieren mayor inversión como la 4 que es considerar dos octápodos, pero bueno, habría que construir al menos uno de ellos y poner las auto elevables. Entonces ellos hicieron alternativas variando la infraestructura y viendo la rentabilidad, siendo la alternativa 3 la que tiene los mejores indicadores económicos y el VPN es de 7,424 millones de dólares y una relación VPN/VPI antes de impuestos de 7.94.

Como mencionaba en los pronósticos de producción, la alternativa 3 es la que tiene color rojo con unos puntitos en color morado y pueden ver que la alternativa 2 que mencionaba que es muy parecida en cuanto a la producción que se obtiene, el comportamiento, pero solamente la diferencia es que ponen un auto elevable más para acelerar en la alternativa 3. Entonces se puede ver que la que tiene los mejores indicadores en la lámina anterior es la tres y esta es la que inicia la producción antes incluso que las demás. Se alcanza el pico de los 70,000 barriles por día en el año 2021.

Con base en esta alternativa, este sería el cronograma para las actividades previstas en el Plan de Desarrollo. Considera 10 perforaciones que iniciarían inmediatamente en el 2019 y se realizarían a lo largo de los primeros cuatro años al igual que sus terminaciones. Se construirían ductos. Más adelante mostraré las longitudes y diámetros. Las dos plataformas que mencioné, la adecuación del octápodo y una estructura aligerada. Las reparaciones previstas a lo largo de todo el Plan de Desarrollo y al final el taponamiento y abandono, taponamiento de los 10 pozos y el abandono de ductos y plataformas, incluso considerando la infraestructura que van a utilizar de Xanab y Yaxche.

El Programa de Inversiones entonces se vería distribuido en un 80% en la parte de desarrollo, un 12% en la parte de producción y un 8% en la parte de abandono. En el tema de abandono, de desarrollo perdón, el rubro más alto es el de general. Ahí incluyen compras inter organismos, tarifa logística de aceite, mano de obra, temas de administración, algunos materiales, etc. Lo demás está previsto para la parte de perforación de pozos que son los 685 y una parte complementaria para las intervenciones, las reparaciones,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

en el tema de intervenciones de pozos que es de la actividad producción. En total la inversión prevista, el Programa de Inversiones es de 1929.69 millones de dólares. Y existe un rubro que le denominaron otros egresos que considera el mantenimiento y el abandono de infraestructura que van a utilizar tanto de Xanab como de Yaxche. Esto es, al poner a producir el área de Xikin están considerando pasar primero por Xanab, luego por Yaxche. Cuando se realice la desincorporación y abandono de estas plataformas que ya pertenecen a otra asignación, ellos tienen previsto el monto de 103.31 que es la parte proporcional que ellos determinaron para estas actividades de mantenimiento y abandono. Por lo tanto, el Plan de Desarrollo sería en su totalidad de 2,033 millones de dólares.

A continuación, se muestra en pantalla lo que es la evaluación económica que realiza la Comisión. Vimos en la tabla de alternativas que están los indicadores principales: VPN, VPI. Sin embargo, la Comisión hace una revisión y la propia evaluación económica considerando estas premisas. Por ejemplo, el precio de aceite de 60 dólares por barril, el precio del gas de 3 dólares por millar de pie cúbico. Consideran las inversiones, los gastos ya veíamos, una tasa de descuento, el tipo de cambio de 18.7 y del lado derecho están los indicadores antes y después de impuestos y el VPN es de 6,255. Aquí vale la pena mencionar que se pudo verificar que la rentabilidad es igualmente positiva en los indicadores que presentaron y las diferencias son por algunas premisas. Cuando se iguala, sobre todo el precio del gas cuando se ponen las consideraciones que utiliza PEP, se obtienen los mismos datos.

Con respecto a la medición de hidrocarburos del campo Xikin, se prevé de la siguiente manera. Esta es la plataforma. Voy a mostrar primero un esquema para ejemplificar el tema de medición y luego pongo el diagrama para ver las distancias y diámetros un poco más específicos. Esto es más esquemático. Las plataformas Xikin-A y el octápodo, perdón, el octápodo Xikin-A y la estructura ligera Xikin-B estarían ubicadas y tendrían medición operacional a través de elemento primario Coriolis. Aquí es en mezcla de hidrocarburos, o sea, multifásico. Se envía de manera multifásica igual a la plataforma Xanab. Recordemos que estamos hablando de un yacimiento de alta presión, alta temperatura, por lo tanto, es suficiente la energía para enviar el hidrocarburo a través de corriente multifásica en estas líneas. De Xanab se enviaría hasta Xanab-A hasta llegar a la Bateria Litoral, en donde



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

habría una separación y una medición referencial donde el gas a través del medidor V Cone se mide y se envía hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas. Por otro lado, el aceite que igual se recibiría en la Batería Litoral, se separa y se mide a través de sistemas de Coriolis. Igualmente se manda a la Terminal Marítima de Dos Bocas. En la terminal hay dos alternativas: que se utilice la medición de turbinas y sería una medición de transferencia antes de ser enviado hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas, que es de donde está autorizado la medición fiscal o bien que se bombee y se utilicen las turbinas, la SM-100 y la SM-200, y se envíe hacia crudo de exportación, que las boyas están a 20 km más o menos. Entonces son las dos opciones de manejo del hidrocarburo. Y el gas, de la Terminal Marítima de Dos Bocas igual se utiliza una medición de transferencia con placa de orificio y de ahí se envía hacia el Centro Procesador de Gas Cactus. Esos serían los esquemas de medición tanto para aceite como gas.

Y en esta lámina que es la explicación igual del proceso, pero pongo las dimensiones. Aquí están las mismas plataformas, aquí están los ductos de 20 por 3 km. Este oleogasoducto de 20 por 12 km y luego se utilizaría la infraestructura de Xanab-C a Yaxche-A, que es un oleogasoducto de 36 y tiene 15 km y luego es de 23 km igual de 36 pulgadas que va la terminal marítima donde se darían los puntos de comercialización para gas y aceite como lo mencionamos. El gas será medido e incorporado al gasoducto hacia Cactus y el aceite hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas para su comercialización.

Sobre el Programa de Aprovechamiento de Gas. En esta gráfica se muestra en color verde lo correspondiente al gas de Xikin, pero se pone en color gris lo correspondiente también a Yaxche y Xanab, de tal manera que podamos ver cuál es el total de gas a manejar y se pueda comparar con la capacidad instalada de compresión en la Terminal Marítima de Dos Bocas que es la línea azul. Y pues se puede ver que hay capacidad, recordemos que estamos hablando de ductos de 36 incluso para el manejo de la producción hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas. Y se prevé entonces un aprovechamiento del 98% de gas.

Para dar cumplimiento a la normatividad aplicable, se deben de verificar los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores, donde se verifica, se revisa que la tecnología y el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

plan de producción permita maximizar el factor de recuperación, se revisa el Programa de Aprovechamiento de Gas, los mecanismos de medición. Y del lado del artículo 39, el desarrollo del conocimiento, la obtención de volumen máximo de petróleo y gas natural, la reposición de reservas y promover el desarrollo de las actividades.

Antes de concluir este resumen, quisiéramos reiterar un par de temas a manera de recomendaciones. Y es que se debe de establecer un proceso de seguimiento, lo mencionaba la Comisionada ponente al inicio de que debe de haber un proceso de seguimiento respecto al avance del contacto agua-aceite en función del ritmo de vaciamiento y de los gastos críticos, los cuales deberán adecuarse de conformidad con el comportamiento del yacimiento y las condiciones operativas. Y asimismo se recomienda generar el modelo dinámico del yacimiento para precisamente revisar el comportamiento con la información que se vaya obteniendo y se monitoree el contacto agua-aceite. Este sería el resumen, regresó la palabra a la Comisionada ponente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Comisionada ponente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, no, en realidad, bueno, con todo este análisis que hizo el equipo técnico al cual yo sí quisiera felicitar por todo el trabajo que hizo en todas las áreas de la Comisión, quisiéramos poner a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación del Plan de Desarrollo de esta área. Estamos atentos a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas, ¿algún comentario? Comisionado Franco, adelante por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si pueden ir a la lámina 7 por favor, creo que es la tabla. Esa. Ahí en las actividades nada más pregunta ¿Por qué 33 reparaciones? ¿Qué se espera ahí de esos 10 pozos, se va a cambiar de intervalo, hay más arenas o qué? ¿Por qué esas reparaciones? ¿Qué son, menores o mayores? ¿Son mayores o menores?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Son estimulaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- Ajá y que ¿Son puras estimulaciones?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO HERNÁNDEZ.- Y tenemos también, en el documento viene.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Por qué? ¿Qué hay ahí? ¿Asfaltos o qué hay? ¿Por qué tantas? Digo, yo sé que conforme terminen los pozos y los pongan a producir, ir monitoreando su comportamiento y producción, pues se decide si reparas o no, ¿verdad? Pero quisiera saber si es cambio de intervalo o si es por incrustaciones de algo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Lo que sí sabemos es de que hay presencia de agua.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, ingeniero.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Si me permite Comisionado. Principalmente las actividades se refieren a estimulaciones, cambios de aparejo y limpiezas de los mismos.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Pero por qué?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, INGENIERO MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL.- Durante la vida productiva del pozo se espera que haya este tipo de actividades, entonces es el pronóstico ellos están estimando.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- No, sí está bien: cambio de aparejo. ¿Por qué el cambio de aparejo? Porque cambia el ritmo de producción y quieres un aparejo que te dé más continuidad en el flujo o porque se dañó por agua o por qué. ¿Por qué es ese cambio de aparejo?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si, precisamente por el comportamiento del pozo. De hecho, cuando estábamos viendo el análisis de balance de materia en la tabla hidráulica se cambiaron al tiempo porque empezaba a cabecear el pozo. Entonces cambiaba condición operativa. De hecho, por ahí del 2031 hacen un cambio abrupto en la condición operativa de los pozos y, digo, no se ve aquí en los perfiles de producción.

COMISIONADO GASPAS FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Del 2031?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí. No sé si podemos ver la 20. ¿Quieres proyectarla? Es una antes. Esa, por ejemplo. En este sentido como sí están modificándose, no se ve aquí mucho, pero empiezan a tener algunos cambios. Estos cambios que se ven son por cambio que se tiene en el aparejo y por condición operativa en el pozo. De hecho, este, precisamente este cambio tan grande que se tiene aquí es porque empieza a tener inestabilidad el pozo. Y en ese sentido, cuando ya se metió en el balance de materia, se veía que empezaba a echar se cambió y por eso se reduce.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- O sea, hasta el final son los cambios de aparejo, al inicio muchas estimulaciones. ¿Hay cambios de intervalo o no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, porque ahorita se tiene una separación alrededor de 320 metros respecto al contacto agua-aceite. De hecho, cuando se hizo el análisis de los gastos críticos, se hizo bajo esa premisa, que fueran de 320 hacia menos porque es lo que tendría en separación o la ventana de aceite.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Es de 4 y media y ya luego lo reducen a 3.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Está bien, otra pregunta: El tema de abandono. Ahí, bueno, quedan calendarizadas las actividades para taponar los pozos, quitar los dos ductos, las estructuras y hasta otras estructuras que estarían utilizando de otras asignaciones. Creo que, en alguna otra sesión, no recuerdo cuál Secretaria Ejecutiva, yo comenté respecto a guardar las inversiones para el abandono. En los contratos traemos una obligación, o bueno, los contratistas traen obligación y nosotros vigilar que se cumpla de hacer un fideicomiso de abandono que va asociado a la reserva remanente a la producción que van a hacer en ese momento y al monto total del abandono en todo el proyecto. Pero no me



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

queda claro en las asignaciones cómo se va guardando ese dinero y no recuerdo si en alguna ocasión dijimos que se iba a discutir, que se iba a revisar, cómo vigilar que venga, cuándo van a hacer un fideicomiso de abandono para poder contar con estas inversiones en el futuro y no que sea un tema después de complicar a otras generaciones en que no hay dinero para abandonar. Entonces yo no sé dónde se esté guardando este fondo, no sé, igual al interior de la empresa petrolera se esté guardando, pero no vemos nosotros como regulador lo mismo que vemos en un contrato. En una asignación no vemos que se haga un fideicomiso de abandono como en un contrato. Entonces insisto, no recuerdo si ya lo habíamos discutido y si tenemos que hacer algo para recomendar o para adicionar en algunos lineamientos de planes o hacer unos lineamientos de fideicomiso de abandono, porque al final las actividades petroleras las regulamos en CNH y el taponamiento, el abandono, son actividades petroleras. Entonces no se ahí dejaría sobre la mesa Presidente el que si los equipos pueden revisar cómo cuidar que se esté guardando ese dinero para en algunas décadas no decir que no hay para abandonar y tenerlas, pues las zonas donde estamos trabajando dejarlas de manera segura.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias Comisionado. Adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Y en la última lámina o en las recomendaciones, yo veía ahí que dice recomienda monitorear el contacto agua-aceite, se recomienda actualizar los modelos. Eso está muy bien y yo creo que hasta más actividades hace el operador petrolero de estar vigilando muchos de los indicadores que le permitan que está haciendo bien su trabajo, el operador. ¿Pero qué, como reguladores qué vamos a vigilar? O sea, eso que estamos recomendando que vea nos lo va a reportar o qué le vamos a pedir nosotros pues para saber que va bien, ¿no? Estar viendo la producción diaria, estar viendo los avances de los contactos, cuando estén haciendo o tengan información vamos a ver que actualizaron su modelo. Qué indicadores vamos a definir nosotros como CNH para estar vigilando esto que seguramente ellos sacan cientos más de los que a lo mejor nosotros tendríamos. Entonces mi recomendación también sería que les dejemos claro cuáles son los indicadores que nos tendrían que estar reportando para vigilar el desempeño de estos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

proyectos como parte pues de la supervisión que esta Comisión también tiene que ir realizando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho, si me permiten. Dentro del propio dictamen ya hay unos indicadores de seguimiento, claves de seguimiento, en los cuales tenemos el avance físico presupuestal de las actividades en cuestión también de la producción y tenemos también aquí que no se veía o que no tenemos como tal el avance de los contactos porque es un problema que en algún posible futuro tuviéramos alguna irrupción temprana de agua. Todo eso sí viene claro en el dictamen. Asimismo, le estamos haciendo aquí expreso que deberán generar al modelo porque al día de hoy solamente hay un modelo de balance de materia. Entonces de forma integral estaría viendo esto y dar seguimiento también a la producción.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí. Los típicos que ponemos es el comportamiento presupuestal, el de la producción de aceite, de gas, el aprovechamiento de ese gas y que vayan perforando los pozos, haciendo los ductos como se dijo. Pero yo no sé si queda claro cada cuándo. ¿Sí? En qué momento nos tienen que reportar. ¿Va a ser diario? ¿Va a ser cuando ya terminaron el pozo? ¿Va a ser ir monitoreando el pozo? ¿Me va a reportar el agua? ¿Me la va a reportar en barriles por día? ¿Me la va a reportar en millones de pies cúbicos, en metro cúbico? Generalmente siempre usamos barriles. ¿Cómo? O sea, ir dejando más claro en el tema de la supervisión cómo la tienen que reportar, qué nos tienen que reportar, en qué formatos para que nosotros podamos tomar la decisión o ir monitoreando si el yacimiento va bien o no y además algunas digamos bandas de control diciendo, "oye, si está rebasando el ritmo de producción que habíamos acordado que era crítico y vemos que se presenta el agua, entonces tenemos que hacer algo". O sea, indicadores que realmente nos ayuden a tomar decisiones, pero dejarlos más claros. Porque los dictámenes venimos poniéndolos desde hace muchos años, esos indicadores de comportamiento a la inversión, a la producción y a las metas físicas y aprovechamiento de gas. Pero si ya estamos hablando, quiero ver los contactos, quiero ver el vaciamiento, quiero ver cada cuándo actualizas tu modelo, quiero ver la productividad, quiero ver el gasto de producción de cada pozo programado versus el real, quiero ver el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comportamiento de la presión, quiero ver más indicadores, hay que dejarlos más claros. Esa es mi solicitud.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ok, los podemos precisar parte de lo que ya traíamos en el dictamen.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. Abogados, ¿alguien nos pudiera comentar sobre la primera reflexión del Comisionado Franco sobre dónde normar para el tema de asignaciones? Un fondo, igual un fideicomiso como el que tenemos en contratos para abandono.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Sí. Probablemente sería, bueno, como bien comenta el Comisionado Franco efectivamente en los Títulos de Asignación no existe esta obligación como sí existe en los contratos. El espacio normativo donde cabría normar este asunto sería en los planes, en los Planes de Extracción y Desarrollo para la Extracción, exploración y desarrollo para la extracción. Y lo podríamos incluir como un seguimiento a los Programas de Inversión. Al final del día, digamos, pues estas son inversiones que tiene que estar haciendo del asignatario y podemos incluir una obligación o alguna previsión jurídica para que de esta forma podemos darle seguimiento a estas inversiones que son necesarias y que no están previstas expresamente como sí lo están en los contratos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En los planes.

SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ.- Los lineamientos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ah, a eso iba yo.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, LICENCIADO RAMÓN MASSIEU ARROJO.- Exactamente, los Lineamientos de Planes, disculpe.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Los Lineamientos de Planes, sí. OK, perfecto. En la regulación que norma el cómo se debe de integrar un plan de producción. Perfecto, muchas gracias. ¿Algún otro comentario Director General? Perdón, antes la Comisionada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, nada más que ahorita es muy oportuno porque estamos por emitir una nueva versión de Lineamientos de Planes seguramente para antes de fin de año. Entonces esto sí sería muy conveniente ya tener incluido esta parte.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- De acuerdo, muy bien. ¿Algún otro comentario colegas? Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es un área que se ve realmente muy prometedora. O sea, hice aquí unos cálculos y va a representar como el 3% de la producción nacional de petróleo y el 5% de la producción nacional de gas. Entonces es un área con capacidades muy grandes. A la hora en que presentan el mapa donde está la medición y no sé cuál es, ahorita les digo, la número 13. Si estamos nosotros aquí procesando del orden de – ¿qué serán? – 30 millones de pies cúbicos por día de gas de un gas que en esa zona es un gas muy rico, otra vez, en precursores petroquímicos. No veo por aquí la parte que se refiere a condensados, porque el etano y el gas LP pues lo vas a sacar en C.P.G Cactus, no hay ningún problema, pero dónde vas a sacar los condensados. Seguramente ese gas tiene una cantidad importante por la zona en que está.

DIRECTORA GENERAL DE MEDICIÓN, MAESTRA ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO.- Si, los condensados que se recuperan dentro de la Batería del Litoral se incorporan al crudo y se va a la Terminal Marítima de Dos Bocas. ¿Sí? O sea, como tal se incorpora.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias maestra. Si, ingeniero Mena.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN, MAESTRO LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ.- Pudieran poner la lámina 30 o algo así. Es hacia adelante. Solamente quería señalar que de metano tiene el 58% mol, de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

etano el 17% y de propano el 8.5%, precisamente de la riqueza de este gas. Si, Comisionado.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pues yo creo que es el gas más húmedo que hemos visto en ninguna otra asignación o contrato, es el mejor gas porque este nada más dice 58% de metano. O sea, la proporción de etano es altísima. Entonces vemos muy prometedora esta asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Doctora. ¿Iba aquí a pedir la mano? ¿No? Bien, ya quedó resuelto el tema, muchas gracias. ¿Alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva, por favor.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.62.002/18

Resolución por la que Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04.

ACUERDO CNH.E.62.002/18

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 II, 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 Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción para el área de desarrollo de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Después de la adopción del acuerdo, surgieron algunos comentarios:

“SECRETARIA EJECUTIVA, LICENCIADA CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Gracias Comisionados, el acuerdo se adopta por unanimidad. Y cabe mencionar que, si no tiene inconveniente la Comisionada ponente, se agregaría lo que comentó el Comisionado Gaspar respecto de los indicadores de seguimiento al dictamen que se presentó.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO HERNÁNDEZ.- Si quieren puede ser a los propios lineamientos si permiten que de forma mensual entreguen un reporte. Son un reporte del avance físico y presupuestal, ahí se pueden incluir todos los que queramos de los indicadores que necesitemos tanto de presión, avance de contacto, comportamiento de pozos, comportamiento de yacimientos. Integrarlos a los que por mandato en lineamientos tendría que estar integrando cada mes.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Comisionado Franco, por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Nada más una aclaración. No sé si escuché todos los que queramos. No, no son los que queramos, son los que necesitamos de acuerdo al plan que vayamos a estar monitoreando.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, MAESTRO JULIO TREJO HERNÁNDEZ.- Ok, yo me refería que vemos en el sentido de los que vayamos a ocupar para el análisis que queramos hacer respecto a las condiciones operativas o del yacimiento.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Eso, así está bien. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Alguna otra observación? Secretaria Ejecutiva.”

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:31 horas del día 9 de noviembre de 2018, el Comisionado Presidente dio por terminada la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Sexagésima Segunda Sesión Extraordinaria de 2018 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gaspar Franco Hernández
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva