



ÓRGANO DE GOBIERNO

QUINTA SESIÓN ORDINARIA DE 2017

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:15 horas del día 6 de abril del año 2017, 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, Delegación Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Alberto Acosta Félix, Héctor Moreira Rodríguez y Gaspar Franco Hernández, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Quinta Sesión Ordinaria de 2017 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.00178/2017, de fecha 3 de abril de 2017, 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, en los siguientes términos:

d.

8

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria





OAK-TREE

- I.- Aprobación del Orden del Día
- II.- Asuntos para autorización
 - II.1 Modificación a las Bases de Licitación de la Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016.
 - II.2 Modificación a las Bases de la Licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017.
- III.- Asuntos para conocimiento
 - III.1 Informe Trimestral Solicitudes de Autorización para la Perforación de Pozos.
 - III.2 Informe Trimestral de las Solicitudes para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES).

IV.- Asuntos generales



II.- Asuntos para autorización

11.1 Modificación a las Bases de Licitación de la Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda 2, CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



SAFET

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - Muchas gracias, muy buenas tardes Comisionados. Someto a su consideración la modificación de unas fechas del calendario de las licitaciones CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016, relativas a áreas contractuales terrestres en ambas licitaciones. La modificación que someto a su consideración es en la etapa de aclaraciones de acceso a la información del cuarto de datos. Recordemos que estas dos licitaciones traen un calendario paralelo y entonces por lo tanto someto a consideración la precisión en ambos procesos. Y es nada más porque no visualizamos que nos caen en dos días inhábiles, entonces lo único que estoy sometiendo a su consideración es mover una semana el cierre de la etapa de aclaraciones de acceso al cuarto de datos. Teníamos que cerraba el 10 de abril, se propone cerrar el 19 de abril y publicar respuestas en lugar del 14 de abril el 21 de abril. Básicamente es eso dado el acuerdo de suspensión de labores que tiene la Comisión para la próxima semana. Simplemente estoy solicitando moverlo una semana estas dos fechas.

SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Director general. ¿Colegas Comisionados? Secretaria Ejecutiva."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó los Acuerdos siguientes:

ACUERDO CNH.05.001/17

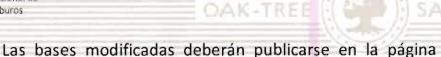
Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-RO2-LO2/2016, correspondiente a la Segunda Convocatoria de la Ronda 2.



X







http://rondasmexico.gob.mx/

ACUERDO CNH.05.002/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-R02-L03/2016, correspondiente a la Tercera Convocatoria de la Ronda 2.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página http://rondasmexico.gob.mx/

II.2 Modificación a las Bases de la Licitación CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al licenciado Martín Álvarez Magaña, Director General de Licitaciones.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General.

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017

DAK-TRE





DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Sí, muchas gracias. Con relación a la licitación CNH-A2-Ayin-Batsil/2017, relativa a la selección de un socio para la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, someto a su consideración la modificación del calendario de esta licitación derivado de solicitudes de aclaración de interesados, así como de la propia empresa productiva del Estado. El Comité Licitatorio somete a su consideración modificar llevar a cabo ajustes al calendario, incluyendo la fecha de presentación de propuestas y apertura de las mismas, para quedar de la siguiente forma:

Publicación de bases actualizadas y versión final del 31 de mayo al primero de septiembre del 2017. Periodo para solicitar acceso a la información del cuarto de datos y realizar el pago correspondiente, en lugar de cerrar el 10 de abril se propone 27 de junio del 2017. Periodo para pagar inscripción y solicitar cita de precalificación del 12 de abril al 30 de junio. Recepción de documentos de precalificación del periodo que cerraba el 19 de abril se propone que sea el cierre ahora el 7 de julio de 2017. Revisión de documentos del Comité Licitatorio el periodo moverlo del 10 de julio al 18 de agosto. La publicación de interesados precalificados del 26 de mayo se propone que sea el 23 de agosto. Periodo para solicitar autorización de conformación de licitantes se propone moverlo el periodo que cerraba el 31 de mayo se propone que sea del 4 al 8 de septiembre del 2017. Límite para resolver la conformación de los licitantes por parte del Órgano de Gobierno del 14 de junio al 20 de septiembre del 2017. Acto de presentación de propuestas que estaba previsto para el 19 de junio se propone que sea el 4 de octubre del 2017. Resolución del Órgano de Gobierno para la adjudicación, fallo y solicitud de publicación de fallo en el Diario Oficial del 21 de junio se propone que sea el 6 de octubre. Con estos ajustes estamos llevando a cabo más o menos son 3 meses y medio lo que se estaría moviendo el proceso, que creo que permitiría a la industria tener más tiempo de analizar la información de las bases, el contrato, el acuerdo de operación conjunta y la información del cuarto de datos. Lo someto a su consideración. De ser aprobado, los ajustes se publicarían hoy mismo en la página www.rondasmexico.gob.mx.

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017

SAFETY



OAK-T

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver si estoy entendiendo Director General. Entonces originalmente estamos hablando de la segunda asociación que solicita PEMEX dentro de las áreas que se le otorgaron en Rondas Cero. El primero fue Trión. Sabemos que PEMEX también concursó en la licitación cuatro y tiene otra asociación, pero esa la concursó, compitió, ganó en asociación con Chevron e Inpex. Esta es el segundo proyecto en el que PEMEX solicita se lleve a cabo una licitación para un socio dentro de las áreas que le dieron en Ronda Cero. Esta es aguas someras Ayin-Batsil.

Originalmente ésta en tiempo estaba empatada, si estoy bien, con la licitación 2.1 de aguas someras, pero ciertamente arrancó mucho después. Entonces naturalmente los tiempos son muy apretados y ahora lo que usted nos propone, derivado de los comentarios que hemos recibido de las empresas a través del portal de Rondas México y entiendo igual solicitud que llega de Petróleos Mexicanos, es mover ésta. La fecha original entonces era, la fecha de presentación de ofertas económicas originalmente era...

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 19 de junio.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 19 de junio. ¿Y la propuesta es moverla a qué fecha?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- 4 de octubre.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- 4 de octubre. Bien, y luego en consecuencia el resto de los eventos.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- El resto de las fechas.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien. Porque teníamos aquí, ¿cuántas empresas teníamos registradas?

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

OAK-TRES



Comisión Nacional de Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Habían manifestado interés tres compañías, pero nada más al día de hoy tenemos una empresa inscrita en la licitación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque realmente los tiempos están muy, muy apretados.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Muy apretados.

OAK-TREE

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-¿Comisionados? Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Gracias Presidente. Bueno, yo celebro la modificación que se nos está presentando porque cuando originalmente aprobamos los plazos, tratamos de empatar este segundo Farmout que está presentando PEMEX. Establecimos como fecha para la presentación y apertura de propuestas las mismas que la licitación, como lo dijo el Comisionado Presidente, de la licitación 2.1. Prácticamente lo que hicimos fue artificialmente establecer un plazo semejante a esta segunda licitación. Sin embargo, se acortaron demasiado los plazos y en su momento se manifestó – por lo menos yo lo manifesté – en las reuniones previas a estos Órganos de Gobierno. Bueno, pues lo estamos viendo, efectivamente se confirma que el plazo fue demasiado corto.

Yo hago este comentario porque sería conveniente que en adelante homologáramos con plazos más o menos semejantes cuando se trata de áreas contractuales que tienen cierta similitud. En este caso pues estamos hablando de aguas someras, así pues, los plazos entre la publicación y el cierre de inscripción pues deberían de obedecer a cálculos más o menos semejantes en cuanto al tiempo que requieren los que pretenden inscribirse o solicitar información para inscribirse en la licitación para efecto de preparar su documentación y estar listos para hacer una oferta en el proceso licitatorio. Entonces, bueno, en conclusión, celebro las modificaciones que se nos están presentando y por otro lado pido a este Órgano de Gobierno homologar estos plazos para obtener mejores resultados.







COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, totalmente de acuerdo. Y lo comentábamos hace un momento. Tiene ventajas naturales el que empatemos las licitaciones de contratos en áreas contractuales que se reservó el Estado de la Ronda Cero con las que solicita PEMEX, pero hay que empatar idealmente desde la salida hasta el final. Aquí lo que ocurrió es que este Farmout sube después y entonces ya quedan los tiempos muy apretados. Sin duda hay que buscar empatar esos tiempos para que la industria tenga los plazos que se requieren para el análisis de la información y de los documentos. Pues muy bien, entonces del 19 de junio al, ¿qué día?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA. - 4 de octubre.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Al 4 de octubre. Pues muy bien. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS. - Presidente, es que hablamos solo quiero decirlo para evitar alguna posible confusión – de dos procesos competitivos distintos. Hablamos de dos procesos licitatorios diferentes. Uno es el que se lleva a cabo en lo que hemos denominado la Ronda Uno, que fueron cuatro de hecho los que ya concluimos, y estos denominados Farmouts o asociaciones de PEMEX que son también licitaciones que también son competencias de esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, pero esa licitación solo tiene como propósito encontrar el socio de Petróleos Mexicanos para un área contractual definida. De manera pues que simplemente para distinguir estas dos licitaciones que insisto son procesos licitatorios que competen en tiempos establecerlos a esta Comisión, yo desde luego estoy de acuerdo en que se pueden empatar cuando las áreas contractuales comparten características, pero no necesariamente y este es el mejor ejemplo. Cuando no nos dan los tiempos, yo creo que es atribución de este Órgano de Gobierno pues, como lo estamos haciendo ahora, fijar una fecha con mucha más holgura que le permita a la industria conocer de mejor manera la información del caso y demás. Pero, digamos, para evitar cualquier tipo de confusión simplemente quería destacar que son dos procesos licitatorios diferentes, ambos atribución de esta Comisión y que, bueno, pues no necesariamente y lo estamos viendo ahora – pues deben ir de la mano. Una licitación de





Comisión Nacional de Hidrocarburos

la Ronda Dos en este caso con un Farmout, el segundo Farmout por cierto también de Petróleos Mexicanos. Y una pregunta que quisiera yo hacer: ¿Cuántas empresas hay al día de hoy que han mostrado interés Director General en este Farmout?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- En este Farmout ha habido tres empresas que han mostrado interés y una ya está inscrita. Ya tuvo acceso al cuarto de datos y ya se encuentra inscrita en el proceso.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces nada más para subrayar lo que señaló el Comisionado Pimentel, es: Hay dos procesos. Unos son los procesos de las licitaciones de los contratos relativos a los trabajos en áreas contractuales de lo que no se le dio a PEMEX, lo que se quedó digamos el Estado. Eso es lo que conforma en su momento la Ronda Uno y ahora la Ronda Dos, que trae sus tiempos. En este caso en particular la primera licitación de la Ronda Dos de aguas someras no se modifican los tiempos. ¿No? Los tiempos los tenemos como los hemos venido manejando. Es este 19 de junio, se mantiene. Y aquí lo que se está modificando son los tiempos de la asociación de PEMEX, del Farmout de un área en donde Petróleos Mexicanos quiere tener un socio. ¿No? Y es lo natural toda vez que no arrancaron al mismo tiempo. Se buscó empatarlos, pero realmente la industria quiere más tiempo, así lo está manifestando. También así lo recomienda y lo solicita Petróleos Mexicanos la conveniencia de moverlo. Porque como se ha dicho, tenemos que tener tiempos, plazos mínimos, para que la industria pueda estudiarlo. Entonces bien, entonces nos vamos del 19 de junio al 4 de octubre en el caso nada más del segundo Farmout de PEMEX. Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Licenciado, ¿cuándo se anunció este Farmout, la primera vez que la industria supo que iba a haber un Farmout en Ayin-Batsil?

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- El 7 de marzo. El 7 de marzo lanzamos la convocatoria.



COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ahora, una cosa es que lancemos la convocatoria y otra es que se sepa que va a haber.



Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria





COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Yo creo que fue más, yo creo que ahí se anunció.

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Ahí se anunció prácticamente, ahí se anunció Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Yo creo que ahí se dio a conocer.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Entonces mi punto es: Por necesidades de las empresas petroleras estamos tardando 7 meses de que se anuncia a que se da un fallo. Estamos hablando de 7 meses. Entonces esto nos lanza a que tenemos que ir conociendo con más anterioridad cuales Farmouts va a haber para que las empresas puedan empezar a pensar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Eso yo creo que es una recomendación que yo comparto. Yo creo que en la medida en la que... yo veo eso sería bueno para PEMEX y naturalmente para la industria. Pero sobre todo para PEMEX en el mejor interés de la empresa productiva del Estado, que en la medida que logre anunciar los Farmouts a manera del plan quinquenal de la Secretaría de Energía en las áreas contractuales que tiene el Estado en la medida que PEMEX pueda anunciar una especie de plan quinquenal de Farmouts, eso sin duda va a ser bueno para esos proyectos de Petróleos Mexicanos. Sin duda entre más certeza se dé con mayor tiempo, sin duda es mejor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Claro. Es obvio que estas son las decisiones de PEMEX. Nosotros solamente procedemos a hacer lo que nos encomienda la Ley. Pero si vemos el plan de negocio de PEMEX, el plan de negocios de PEMEX trae un número muy elevado de Farmouts. Entonces para terminar en los tiempos que el propio plan de negocios fija deberíamos como prepararnos a que no nos lleguen de repente 10 al mismo tiempo o ese tipo de cosas. Entonces otra vez como una recomendación a PEMEX, una súplica a PEMEX, creo que deberíamos saber cuáles va a mandar cuando en su plan de negocio para poder nosotros estar listos a todos estos procesos.



Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017



SAFET

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Sí, sin duda. Estamos empezando a trabajar con PEMEX porque PEMEX ya tiene un plan de negocios a 5 años y ya tiene identificado y ha dado a conocer al público una lista amplia de Farmouts, aunque, como usted señala doctor, no es específico el plan sobre los tiempos. Son rangos de tiempos muy amplios, no es específico. Sin duda mayor detalle ahí va a ayudar a la industria y también a nosotros y estaremos buscando a PEMEX para que en lo que a nosotros concierne podamos planear mejor. ¿No?

SAFETY

DIRECTOR GENERAL DE LICITACIONES, LICENCIADO MARTÍN ÁLVAREZ MAGAÑA.- Por supuesto.

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

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Un comentario formal. Desde luego que Petróleos Mexicanos puede adelantar, como de hecho ya lo hizo entiendo en su plan de negocios, pero evidentemente digamos el acto formal con el que se le daría inicio al proceso licitatorio ya en forma una vez que la Secretaría de Energía defina, resuelva que la asociación es procedente, seria sí la convocatoria de la Comisión. Es decir, simplemente para no generar esta posible, otra vez, confusión. PEMEX es quien en efecto inicia con el anuncio o con la intención que tiene de migrar estas asignaciones a un contrato o de asociarse con alguna empresa privada, pero es la Secretaría de Energía como responsable de la política energética la que resuelve digamos en definitiva si esto es procedente y luego ya la Comisión lanza la convocatoria respectiva.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Totalmente. La decisión estratégica – como saben – es de PEMEX. Posteriormente se requiere el diseño del contrato por parte de Secretaría de Energía, términos fiscales de Hacienda como ocurre en otras licitaciones y al final tiene que ser la Comisión Nacional de Hidrocarburos que lanza la convocatoria y conduce el proceso. Bien, ¿algún otro comentario? Secretaria Ejecutiva."

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



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

ACUERDO CNH.05.003/17

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 17 de las Disposiciones Administrativas en Materia de Licitaciones de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y 13, fracción I, inciso d., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó las modificaciones a las Bases de la Licitación CNH-A2-AVIN-BATSIL/2017.

Las bases modificadas deberán publicarse en la página http://rondasmexico.gob.mx/

III.- Asuntos para conocimiento

III.1 Informe Trimestral Solicitudes de Autorización para la Perforación de Pozos

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

OAK-TREE

6 de abril de 2017



Comisión Nacional de Hidrocarburos

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Faustino, adelante por favor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Muy buenas tardes a todos, Comisionada, Comisionados, con su permiso. Vamos a poner a poner a consideración el informe trimestral de solicitudes de autorización para perforación de pozos a partir del 16 de diciembre al 16 de marzo. La agenda es muy corta. Antecedentes un poquito vamos a hablar de los pozos que autorizamos antes de este acuerdo. Los resúmenes de solicitudes y autorizaciones que hemos realizado, la autorización a partir del acuerdo y por último unos comentarios. Seguimos por favor.

Bueno, el acuerdo CNH.E.67.003/16 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 16 de diciembre del año pasado, en el cual básicamente se nos responsabiliza al área de la Unidad Técnica de Exploración emitir las autorizaciones para las actividades de reconocimiento superficial, así como para autorizar la perforación de los pozos. Esto obviamente previa opinión técnica y opinión jurídica y obviamente tenemos también el deber informar a este órgano de Gobierno cada 3 meses de las autorizaciones que hemos otorgado.

Entonces, el proceso de autorización de perforación de pozos lo actualizamos de acuerdo a estos cambios y, bueno, tenemos todo este proceso mapeado. No vamos a meternos ahí, pero es todas las fases que conlleva este proceso. Seguimos por favor. Es un resumen de como estábamos antes del 16 de diciembre y después. Teníamos 70 autorizaciones de pozos hasta el 16 de diciembre y después hemos autorizado 19 más. Estamos aquí viendo estas gráficas donde observamos que hay 5 operadores. Así vamos a llevar la plática, cada color indica el operador: En verde PEMEX, Hokchi en azul, ENI amarillo, Talos en gris y Fieldwood en rojo. Seguimos por favor.

Ok. Esto es como un antecedente del estatus antes del acuerdo. Entonces de 70 autorizaciones que hemos realizado se han perforado 43 pozos. Estos pozos están divididos en 9 de aceite y gas, 6 productores de gas, 9 no comerciales, taponados 2 e improductivos 17. Esos han sido en aguas someras 16, terrestres 7 y aguas profundas 20. Entonces tenemos un 6



1. V



porcentaje de 62% pozos perforados, es decir, 43 de estos que hemos hecho. Esto significa aproximadamente el total de productores, sumando los productores de aceite-gas y gas, aproximadamente un éxito del 35%. Continuamos por favor.

Las autorizaciones que hemos realizado a partir de en el trimestre nos habla aquí de 7 pozos que se están perforando y uno terminado. Aquí está la lista de todos los operadores. Seguimos por favor. Y vamos a entrar un poquito en detalle en cada uno de ellos. Lo hemos dividido por región para hacerlo un poco más rápido esto. Esto es en aguas profundas, estamos hablando aquí del operador PEMEX, tenemos dos pozos que hemos autorizado de aguas profundas exploratorios, el Nobilis-101 y el Exploratus-2DEL, los cuales ambos están en perforación. Las reservas a incorporar por parte de Nobilis son 77 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en dos objetivos, Oligoceno y Eoceno Inferior. El exploratus-2DEL también tiene los recursos contingentes a reclasificar, 234 en el objetivo Oligoceno Inferior.

Seguimos por favor con aguas someras, también son del operador PEMEX. Tenemos aquí estos pozos que hemos nosotros autorizado, son 9 de ellos, dos de ellos en perforación. Y tenemos la producción esperada de cada uno de ellos. Vemos aquí este es el objetivo en Cretácico Superior. Por ejemplo, el Maloob-466 son 5,000 barriles de producción diaria esperada, el Ku-72 3,500, el Ku-92 igualmente, el Ku-24 con 3,200, los Ayatsiles ambos con 5,000. Y en el Cretácico medio y Jurásico Superior tenemos dos Xanab, ambos con 10,000 barriles esperados y Ku-36 con 3,100.

Seguimos en aguas someras con los operadores en Hokchi, Talos, Phillwood y ENI. Aquí ustedes lo ven. Estos están en perforación, dos, El Hokchi-4DEL y EL Ichalkil-DEL. Uno de ellos está terminado, el Hokchi-3DEL. Estos son pozos delimitadores. Las reservas a reclasificar en el Mioceno Medio de Hokchi-3DEL son 20 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el Hokchi-4 con 25. En el Plioceno Medio tenemos Amoca-3DEL con 91 y a nivel del Mesozoico en general Ichalkil-2DEL con 120 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El pozo Zama-1SON es un pozo paramétrico, tiene un recurso prospectivo asociado en el objetivo Mioceno Medio con 74 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Seguimos con los terrestres, son tres de Petróleos Mexicanos. De estos tres uno está en perforación, el Sino-7DES. Estos tres tienen una producción esperada en el Jurásico Superior, el Sini-7DES con 2,100 barriles y el Terra-131 con 2,200. El Terra-8 va al Cretácico Medio y tiene una producción esperada de 2,500. Estas son tres gráficas que nos muestran en primer lugar las reservas a incorporar por los tres pozos exploratorios, una reserva total de 176 millones. En esta otra gráfica tenemos los pozos delimitadores, con una reserva total de 465 millones a reclasificar, tomando en cuenta nada más que Exploratus-2DEL es un recurso contingente. Y en la gráfica de abajo vemos los pozos de desarrollo, los pozos Tipo que hemos autorizado. De ello estos pozos, son 12 pozos y tenemos una producción total esperada de 55,100 barriles por día. Seguimos por favor.

En cuanto a los costos programados de estos pozos, aquí vemos una gráfica donde vemos la parte de verde muy claro es la perforación y la terminación en verde más oscuro. Entonces para aguas profundas tenemos dos pozos, Nobilis, Exploratus. Los pozos exploratorios en agua someras están el Zama, el Ichalkil, el Hokchi, el Amoca y el Hokchi-4DEL. Y todos los pozos Tipo que autorizamos. Esto es un total, hace un total de una inversión aproximadamente de 17,000 millones de pesos. Seguimos por favor.

Ok. Los comentarios finales que nosotros tenemos en este informe ejecutivo es que en el periodo que se informa se tiene el 100% de solicitudes presentadas resueltas en tiempo. De las solicitudes resueltas, el 87% corresponde a Petróleos Mexicanos, el resto a los contratistas. Del total de autorizaciones, el 31% corresponde a pozos exploratorios, 56% a pozos Tipo y 13% a pozos exploratorios en aguas profundas y ultra profundas. De los pozos autorizados el 6% han sido perforados, el 44% está en perforación y el 50% están por iniciar esta perforación. Las reservas a incorporar son del orden de 176 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas a reclasificar del orden de 465 millones, las cuales representan el 2.4% de las reservas 3P del país. Es decir, esta cifra es al primero de enero del 2016, con 26,000 millones. La producción diaria a incorporar son 55,100 barriles, lo cual representa el 2.7% de la producción actual, tomando en cuenta aproximadamente 2 millones de barriles de petróleo diario. Y la inversión para la perforación de los pozos Tipo, los autorizados para el desarrollo, de más de 7 mil millones de pesos se

G

Quinta Sesión Ordinaria



recuperarían en aproximadamente 158 días, considerando constante la producción diaria estimada. Eso es un promedio.

De cada uno de estos pozos tenemos una ficha técnica que la podemos también ver si gustan. Esa ficha técnica es un desglose completo donde viene el operador, vienen los objetivos, los costos, viene el diseño del pozo y las partes medulares de lo que es la integridad de pozos. Entonces este es el informe trimestral ejecutivo que ponemos a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor Monroy. Colegas Comisionados, está a su consideración. Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Muchas gracias Presidente. Creo que este es un informe muy interesante, hay mucha información que creo que valdría la pena. Supongo esto estará, perdón, se subirá a la página, ¿no? Para que la gente pueda estudiarlo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Sí, por supuesto hay que hacerlo. No lo mencionó el doctor, pero que bueno que usted lo apunta. Secretaria Ejecutiva, le pido este reporte que presenta la Unidad de Exploración hoy se suba a la página web de la CNH.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos yo una inquietud que dejaría ahí, como una inquietud y una pregunta, una petición que se pudiera explicar con mayor detalle. La inquietud es el tema de incorporación de reservas. Hace ya algunos meses este Órgano de Gobierno resolvió que era necesario modificar nuestros lineamientos en la materia. Yo soy el ponente de ese proyecto y en consecuencia pues en el estudio, en la elaboración de ese documento, lo que yo he encontrado es que, en términos de la PRMS, que es la metodología que nosotros seguimos para que los operadores petroleros puedan cuantificar y después nosotros consolidar y certificar las reservas de México. Lo que dice la PRMS es que a efecto de poder considerar reservas es requisito indispensable que el operador petrolero tenga un plan de desarrollo aprobado por el regulador. Evidentemente no es el caso en estos pozos que apenas están, que fueron autorizados digamos para perforarse, que están en perforación y en el que usted doctor nos reporta algunas reservas a incorporar. Sé que no es el



Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017

DAK-TREE



Comisión Nacional de Hidrocarburos

propósito de esta sesión entrar a esa discusión. Digamos desde ahora simplemente quiero anotarlo a nivel de una inquietud, una duda que yo tengo ahí sin que – insisto – pretenda yo que se resuelva. Simplemente una duda, una inquietud.

Lo que yo si quisiera pedirle a ver si nos puede explicar un poquito más es que en una lámina anterior se ve los costos de perforación y ahí me llamó la atención que... más para atrás, donde están las barras, una gráfica que se ve los colores. Quizá más atrás, esa, esta. A ver, los exploratorios ahí se ve el pozo Zama — quizá valdría la pena ponerlo en pantalla —, es el Zama, el Ichalkil-2DEL, el Hokchi, el Amoca y el Hokchi-4DEL que son de operadores ya, operadores petroleros ya privados. Está Talos por lo que hace al pozo Zama, Ichalkil es de Phillwood, los dos Hokchis son de Hokchi y el Amoca-3DEL es de la empresa italiana ENI. Y ahí se ven digamos algunas diferencias que creo que pueden ser considerables. Tienen ustedes como mayor información de porque los pozos de Talos y de Phillwood — al menos en esta gráfica — siendo exploratorios son más costosos que los de ENI y los de Hokchi. Porque entiendo que están como en la misma categoría, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, sí. En el de Talos, el Zama-1SON es un pozo paramétrico. Esto quiere decir un pozo completamente para buscar y ver, primero checar la columna geológica, en el cual involucra mucho más tiempo en cuanto a los datos que se requieren. Es decir, en cuanto a registros, en cuanto a pruebas, etc. Lo que sí es la profundidad varía mucho de estos pozos, los objetivos varían mucho, y entonces estos costos que vemos en general no están normalizados — vamos a decirlo así — por profundidad, por ejemplo, que podría ser uno de los temas. Entonces estos pozos por ejemplo de Hokchi van a un nivel terciario más someros mientras que un Xanab por ejemplo va mucho más profundo al Cretácico, inclusive al Jurásico. Entonces esos son variantes que no tiene esta gráfica. Pero sí podemos hacer una normalización, por ejemplo, se me ocurre a mí por profundidad y ver cómo estamos.

Y lo otro son los objetivos. Algunos son exploratorios, donde ya se conoce la columna, otros donde completamente es nuevo, que también hace estos costos mayores. Y las terminaciones. Por ejemplo, en este Exploratus-2DEL se está considerando una terminación bastante de 700 millones, algo así,



Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



porque está considerando pruebas de producción en aguas profundas. Entonces estas variantes Comisionado no están consideradas.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy bien. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionada doctora Alma América, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo sí quisiera un poquito clarificar para que no quede el punto de lo de incorporación de reservas. Incorporación de reservas según PRMS también se puede hacer a nivel de los pozos exploratorios y se puede hacer cuando se tienen los registros de pozos, se tienen núcleos y se hace una prueba de producción. Es decir, cuando se tiene en esas tres condiciones en un pozo exploratorio y se constata que existe hidrocarburo, se ve qué tipo de hidrocarburo es el que tiene el pozo exploratorio, se puede hacer una incorporación de reservas desde el punto de vista exploratorio. Entonces también eso lo comenta PRMS y simplemente para dejarlo claro en esta mesa.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctora. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, voy a empezar a hacer preguntas porque entiendo que se va a subir a la página, entonces algunas precisiones que creo que considero importante. Digo, aquí los costos, ya lo comentó muy bien el Comisionado Pimentel y también ya nuestro titular de Unidad ya argumentó en las profundidades, en los tiempos que se pueden llevar, pero la verdad es que sí es muy notorio los montos que van a gastar nuestros operadores con los que contratamos apenas versus nuestro operador petrolero que ya tenemos. De hecho, ahí hay algunos que a lo mejor son del mismo tipo, a lo mejor hasta ya son de desarrollo y salen mucho más caros que un delimitador y todos entiendo tienen su prueba de producción.

De hecho, ahorita un paréntesis. La prueba de producción viene incluida en lo que nos entregan los operadores en la información de pozos, ¿traen eso? ¿Traen qué pruebas de producción van a hacer?



Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Comisión Nacional de Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO. - Sí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ok. No más hay que tener cuidado ahí porque algunos operadores pudieran querer quemar el hidrocarburo líquido y eso creo que no debemos permitirlo. Entonces nada más chequen sí ahí, porque no vaya a ser que estemos aprobando pozos donde viene que ellos manifiestan que ellos quieren hacer esta actividad. Entonces en la siguiente lámina me parece... bueno, para cerrar perdón la de inversiones, yo creo que es buena idea lo que dice nuestro titular de Unidad de normalizar cuánto nos cuesta perforar un metro en esos pozos. Yo creo que puede mejorar.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Para que sea comparable.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Exacto, para que sea comparable y dejar esa subjetividad de que, si trae prueba, que a qué profundidad va, qué horizonte, etc., etc. Si no ya irnos un poco más a costos por metro. En la siguiente lámina se ve la producción o una previa, no sé, ahí. Se ve por ejemplo la producción de estos pozos de Xanab, son 10,000 barriles, se ven muy buenos esos pozos, sin embargo, veo que sus costos son diferentes y pareciera pues que van a la misma profundidad. Entonces no sé ahí si nos pueden comentar un poco de por qué ahí un pozo sale más caro que el otro.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO. - ¿De los del Xanab?

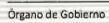
COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- El Xanab, el Xanab exactamente. La lámina de costos se ve que más o menos hay hasta un 20% de diferencia y pues yo creo que van a la misma profundidad porque dan la misma producción, seguramente es la misma formación productora.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante Director General.



OAK-TREE

Quinta Sesion Ordinaria





DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Si gusta menciono más las profundidades de las que está hablando el doctor Monroy. Hokchi va a una profundidad aproximada de 2,400 metros. El pozo Zama está alrededor de los 5,500, Ichalkil 4,400 y los Xanab están alrededor de los 5,900-6,000 metros.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Esos de la lámina anterior.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Eso es en cuanto al contexto de la profundidad — ¿verdad? — que tiene que ver con esta parte. Y obviamente dentro de estos operadores se ha encontrado que, por el tipo de tecnología, tipo de personal operativo que tienen, algunos muestran una mayor eficiencia en cuanto a los costos. Y si esto en principio yo quisiera mencionar por decir algo Hokchi maneja costos muy reducidos en relación por decir algo en algunos puntos de la perforación. No digo en general. Pero es más bien esa parte operativa y esa parte de tecnología que cada una de estas compañías tiene. Es lo que hemos estado observando al respecto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ahora, para contestarle al Comisionado. Podría regresar a la gráfica de costos por favor, los Xanab. Ahí. Ah, el Xanab-500 contra el Xanab-24, es el que aproximadamente un 20%. Sí, efectivamente. No sé si Gerardo tienes algún comentario, pero a mí me gustaría antes — que mientras lo checamos — contestar la pregunta o la inquietud de las pruebas de producción. Cuando nosotros resolvemos cada una de las autorizaciones ponemos un acuerdo, bueno, establecemos que de acuerdo con lo establecido en la cláusula 4.7 del contrato los hidrocarburos producidos deberán ser entregados al comercializador en el lugar establecido en el programa de trabajo vigente aprobados por la Comisión para las actividades de evaluación. Esto lo hacemos en todas las resoluciones, es decir, aquí no estamos autorizando esta quema de los hidrocarburos líquidos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Líquidos, perfecto.

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017



Comisión Nacional de Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Un momentito, el Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Creo que es muy importante enfatizar que normalizar, que lo que se buscaría es poder comparar todo lo que estamos viendo ahí en la gráfica, tiene que ver con profundidad. Pero no solamente con profundidad, tiene que ver también si los pozos son terrestres, si son marinos y entre terrestres pues hay pozos que son mucho más difíciles de perforar porque tienen rocas más duras, tienen cuestiones de presiones anormales, una geología más o menos compleja. Entonces, bueno, definitivamente el costo de la perforación es dependiente de la eficiencia, de la tecnología que se utiliza, pero también desafortunadamente es dependiente de cosas que no se pueden controlar. Entonces, bueno, está bien que hagan la normalización con profundidad, pero definitivamente no vamos a poder comparar o no debería de compararse un pozo terrestre por ejemplo, los que están hasta el final, por ejemplo, hay unos Terra ahí con un pozo Nobilis, porque definitivamente el costo es mucho mayor. ¿Y porque es mucho mayor? Pues porque por inicio el costo del equipo de perforación por día es muy diferente de perforar en aguas profundas a perforar en la parte terrestre. Es muy lógico el querer hacer comparaciones, pero creo que las comparaciones son con los pozos en los mismos campos y en el tiempo. Y en el tiempo se supone que lo que tiene que suceder es que tienen que hacerlo más rápido y tienen que hacerlo con menor costo.

Y esas son las gráficas que creo que el área, la Unidad, debería también darle un seguimiento y eso sí nos podría dar una mejor idea de cómo van mejorando los operadores. Pero también por otro lado permite el difundir el cómo lo están haciendo los demás porque se genera un circulo virtuoso. En la medida que un operador vea que el otro lo está haciendo mejor, pues va a ir a platicar con él y va a buscar utilizar más tecnologías o las mismas formas de organizarse al interior de la perforación. Gracias Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Comisionado Franco.

OAK-TREE

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017

Órgano de Goblerno

21



COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Bueno, ahorita en lo que buscan lo de Xanab. En la siguiente donde tienen las reservas, y también con lo que comentó el Comisionado Acosta y la doctora Alma América, mi pregunta es por qué estamos graficando ahí Exploratus si nos dicen que es recurso contingente. ¿Por qué lo sumamos a reservas?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, ahí pusimos un, perdón, pusimos unos asteriscos ahí para el impacto que tiene el Exploratus en el momento en que se comprueben los yacimientos y se vuelva todo esto a reserva. Recuerden que esto es cuestión nada más de la parte económica cuando pase.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Pero es este delimitador. ¿Va a incorporar reservas, va a delimitar reservas o va a ir a evaluar recursos contingentes? ¿Qué es lo que va a hacer? Digo, ¿se puede sumar como reserva o a lo mejor lo ponemos un apartado de recursos contingentes?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO. Podríamos ponerlo como apartado. En el momento que se vuelva otra vez reserva o que se vuelva reserva lo metemos si no hay ningún problema.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Y ya finalmente. La vez que revisamos las reservas de hidrocarburos, hablábamos de cosas que hay que vigilar como Comisión. Y una es los pozos que estamos aprobando, ver cuanta reserva se espera que vayan a incorporar para que ya vayamos viendo más o menos los resultados que pudiéramos estar reportando el año 2018. Que no sea sorpresa que nada más incorporamos 45 en 1P y no sé cuánto vayamos a hacer en 3P. Aquí de entrada con los tres pozos que nos están mostrando para incorporar reserva se habla de 176 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y pues creo que eso nos dejaría también en una situación en que necesitamos acelerar la estrategia exploratoria para poder restituir las reservas que necesitamos en el país.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Comisionado doctor Moreira.

Ólgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Comisión Nacional de Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A mí me gustaría explorar un poco más el comentario en este caso del Comisionado Franco. Nosotros estamos diciendo que estamos incorporando 55,000 barriles por día en producción. Obviamente también hay otros pozos que están declinando y que van a producir menos. Entonces, de qué pudiéramos nosotros esperar como piso para poder decir, "esto nos va a permitir a futuro mantener la producción".

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok. Esta producción es una producción estimada, sin embargo, el análisis debe de hacerse obviamente con un perfil de producción a ver hasta dónde, cuantos años, en cuantos años por ejemplo Xanab que son los más atractivos de 10,000 barriles cuantos años va a producir eso.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Quizá no hice mi pregunta correctamente. Si yo tengo un cierto número de pozos en total en este país, esos pozos van a producir una cantidad hoy, pero van a empezar a declinar. Es la trayectoria normal. Ok, yo necesito nueva producción para reponer la producción que estoy perdiendo. Entonces esa producción que tengo que reponer de qué tamaño es para poder decir si 55,000 es mucho o es poquito. O sea, ¿a qué le debemos tirar como meta? Si tenemos que incorporar de Perdido, no sé, tantos millones de barriles nuevos de reserva y tanta producción para asegurar que vamos a traer una tendencia positiva. O sea, el comentario del Comisionado Franco es: Entiendo yo que se le hizo que los 176 mil eran muy pocos. Si, bueno, si esto pasa el año que viene vamos a tener una disminución de reservas. ¿De qué tamaño debería ser? Yo entiendo que un punto no determina nada, que tendríamos que seguir varios trimestres. Pero para tenerlo en la mente, ¿si 176 es poco o es mucho, 55 es poco o es mucho?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, bueno, la producción diaria ahorita son 2 millones, ¿no? Esto es un porcentaje muy poco, 2.7% hablamos este porcentaje de la producción. Para tener la misma tasa de producción tendríamos que precisamente hacer el análisis este de declinación de todos los campos que creo que se tiene en el área de extracción y entonces ya

os ya **(**).

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



tener un dato. Ahorita yo no tengo el dato, no sé si alguno de mis compañeros, para decirlo, pero si podemos estimar. Adelante.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si producimos dos millones de barriles diarios en términos cerrados por 365 días son más de 730 millones de barriles. Si queremos una restitución del 100% tiene que ser del orden de eso hablando nada más de puro aceite. Entonces más o menos tendríamos que andar ahí. El problema, bueno, no el problema, lo que se está planteando ahorita con estos pozos llega hasta reserva 3P, no es 1P.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.-Muchas Comisionado Presidente. La declinación puede atacarse en dos formas diferentes. Una como lo dice el doctor Moreira son los pozos de desarrollo, los nuevos pozos que van a aportar más producción. Pero también los pozos que ya están produciendo hay que hacerles cosas como son las reparaciones menores, mayores, etc. Pero definitivamente no estamos manteniendo la producción, tenemos caída de producción en el tiempo. Si revisamos el mes de enero de 2016 con el mes de enero de 2017 pues vemos que no se mantuvo. Eso quiere decir que no ha sido suficiente y esto es una producción esperada que tendría que sumarse a toda la producción adicional que se pudiera incorporar por las operaciones normales en pozos, nuevamente repito la parte de reparaciones mayores y menores. Y eso es una tarea fenomenal el estar deteniendo la declinación más que los yacimientos grandes como Cantarell pues están cada vez con una declinación mayor. Pero serían esas dos partes. Yo creo que deberíamos de buscar tener pues al menos tres veces esto, al menos. Pero no tengo la cifra exacta, habría que ver simplemente como está la declinación de dos años específicos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada.

6

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Simplemente se tiene que hacer un balance, ¿no? De qué tanto se está declinando, qué tanto se está

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017



Comisión Nacional de Hidrocarburos

aportando y ver qué tanto o así a ver ahora si donde llegamos al punto de equilibrio. O sea, al final de cuentas es un balance.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No más una precisión. Estos pozos de desarrollo están enfocados a la reserva 2D, es decir reserva probada y probable. No incluye la reserva posible. Tenemos la respuesta.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Un momento, antes el Comisionado Acosta levantó la mano.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Perdón, sí. Yo nada más quisiera destacar el dato que se nos está dando que de inversión en estos tres meses de informe que estamos conociendo que es de 17,000 millones de pesos. De los cuales, según nos están diciendo, el 87% representa inversión de la empresa productiva del Estado, de PEMEX, lo que implica que el 13% es de inversión privada. Y quisiera ponerlo en contexto. Solo con tres operadores privados estamos llegando a una inversión del 13% del total de inversión exploratoria en México, lo que nos indica pues lo que pudiéramos esperar cuando ya se encuentre en actividad plena el resto de los contratos. Entonces 13% con solo 3 operadores. Perdón, 4 operadores. Están representando pues prácticamente el 13% de la inversión total que se tiene en este momento. El dato creo que es interesante.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy interesante sin duda. Iba usted a comentar algo doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí, contestar la pregunta del Comisionado Franco de los pozos Xanab.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- De los pozos Xanab tenemos precisamente el costo, están de manera muy similar de 1,200 millones uno y 1,100 el otro. Yo creo que en la gráfica hay un error entre lo que se puso, porque los costos son similares. La diferencia en metros son nada más 160 metros. Uno va a 5,944 y el otro a 6,070 metros. Entonces nada más es una cuestión de error en la gráfica porque los montos son muy parecidos.



C

OAK





COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No se puede ir a la de conclusiones por favor. Ahí hablan de la inversión para la perforación de pozos, esos 7,000 que se han mencionado. ¿Son 7,000 o son 17,000?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- 7,000.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Ah, es que los 7 son de desarrollo. Esos 7,000 se dice que se van a recuperar en 158 días. Hay que ver ese tema, ¿no? ¿Cómo se estimó? Porque no nada más es de que perforo el pozo, tengo los ingresos y es el costo del pozo, hay líneas de descarga, hay plataformas que están ahí, hay costos que van asociados al manejo de esa producción, hay salarios de la gente que produce eso. Nada más veamos la precisión de como se hizo esa evaluación económica. Seguro si es rentable, pero talvez no sea en los 158 días. Véanlo con el área de nuestra Dirección General de Estadística, yo creo que pueden afinar un poco ese valor.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Con respecto a esto, sí tiene razón el Comisionado. Aquí lo que realmente se consideró fueron los costos estimados que ahorita nosotros recibimos. Obviamente esto tendría una mayor precisión con los costos reales y con ya lo definitivamente utilizado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-Comisionado.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No me refiero al costo real del pozo. Me refiero a los costos que están alrededor del pozo para poder poner esa producción y venderla.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Correcto, sí.

Órgano de Gobierno

OAK-

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017



Comisión Nacional de Hidrocarburos

> COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias. doctor Comisionado Néstor Martínez.

> COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias. Ya tengo una precisión de la declinación. En enero de 2016 teníamos una producción de 2 millones 259 mil barriles. En 2017 tenemos una producción de 2 millones 21 mil barriles, reportado en enero de 2017. Eso significa una declinación anual del orden de los 220 mil barriles por año. Entonces, bueno, como decíamos son dos partes las que nos pueden ayudar a que la declinación siga pues a raya vamos a decir, que no se incremente. Y son los pozos nuevos y los trabajos que se hacen en los pozos. Aquí son 55 mil barriles y decíamos hace rato que si podía ser al menos tres veces. Pues serían 150 mil de los 220 mil que declinan más la diferencia entre 150 mil y 220 mil deberían ser las operaciones para los pozos que ya están produciendo y que se buscaría que no siguieran... más bien incrementar su producción para que pudieran ajustarse con la declinación.

> COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. A ver, unas preguntas, unos puntos muy sencillos. Me quedo con dos puntos. Uno, este reporte con tan buena información usted doctor lo está presentando de manera trimestral, lo cual está muy bien, pero le guiero pedir un favor. Le pido un favor, que subamos la información de los pozos en cuanto los aprobemos, o sea a la página web. No sé si eso está ocurriendo, pero la página web además de tener este reporte trimestral, les pido que en cuanto tengamos un pozo aprobado ese lo subimos. Porque hay analistas, gente que sigue la información de la CNH y que sí necesita esta información con oportunidad. Entonces doctor, por favor Julio ayúdanos, ¿no? Que la información de los pozos se suba inmediatamente de manera continua. OAK-TREE

Otro tema que aquí se ha estado discutiendo un poco es la importancia de tener un comparativo de costos, de generar indicadores. Y como apuntaron aquí – salud Secretaria – los ingenieros no es trivial hacer un comparativo de costos porque tienes que asegurarte que estás hablando de las mismas profundidades, de las mismas formaciones y de tiempos comparables, porque los precios de los equipos de perforación se van moviendo en el tiempo. Entonces hay una complejidad en hacer los comparativos, pero no 🗸 obstante tenemos que generar algunos comparativos, eso va a ser

Organo de Gobierno

JAK-TREE

Quinta Sesion Ordinaria



importante. Usted Comisionado Franco creo que ha estado trabajando algo al respecto, ¿no?

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, con el área de nuestra Dirección General de Estadística. La está viendo la licenciada Adamelia y Jesús Carrillo con personal técnico de exploración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Déjeme atreverme a algo Comisionado. Pongo a su consideración si usted nos pudiera liderar en que con apoyo en la Dirección General de Estadística y el equipo que dirige el doctor Faustino Monroy de exploración y el equipo de extracción que dirige el ingeniero Daniel Mena podamos ya tener de aquí en adelante estadísticos que tengan una base técnica confiable para tener comparativos de costos.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, perfecto. La Dirección General de Estadística ya está trabajando con los equipos técnicos, yo me uno a ellos, trabajo con ellos y que quede en los acuerdos de Órgano de Gobierno para que les vayamos dando seguimiento.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Pues le agradezco ahí si usted nos lidera Comisionado, muchas gracias Secretaria Ejecutiva, porque va a ser muy útil para nosotros y para los analistas de nuestra industria tener ese seguimiento. Muy bien. ¿Algún otro comentario en relación con esto? Secretaria Ejecutiva."

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

ACUERDO CNH.05.004/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del informe Trimestral de Solicitudes de Autorización para la Perforación de Pozos, en términos del artículo 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Asimismo, acordó que, con independencia del reporte trimestral, se publiquen en la página Web de la CNH las autorizaciones para perforación de pozos que se vayan otorgando por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

III.2 Informe Trimestral de las Solicitudes para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES)

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al doctor Faustino Monroy Santiago, Titular de la Unidad Técnica de Exploración.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Muchas gracias. Es el informe trimestral de las solicitudes para realizar los Ares. Tenemos nosotros la misma – seguimos por favor la siguiente – agenda. La agenda va a consistir igualmente de antecedentes, un poco de antecedentes y el proceso que tenemos que también hemos actualizado, el resumen de las solicitudes Ares y las autorizaciones, cuando a partir del acuerdo y los siguientes pasos. Al final daremos también un resumen.

Bueno, como antecedentes es el mismo acuerdo de la CNH.E.67.003/16 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 16 de diciembre de año pasado, donde básicamente en el artículo 20 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos nos dicta que corresponderá al titular de la Unidad Técnica de Exploración emitir estas autorizaciones tanto para pozos como para Ares, previa opinión del titular de la Unidad Jurídica.

1.

rgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Entonces ponemos a su consideración este informe también de autorizaciones a Ares al órgano de Gobierno. Continuamos por favor.

De la misma manera que tenemos el flujo de trabajos para pozos, en este caso ese flujo de trabajo para la autorización Ares lo actualizamos, está actualizado, está mapeado completamente. Continuamos por favor.

Vamos a ver... estas son dos gráficas de pie. La de la izquierda son las autorizaciones hasta el 16 de diciembre del año pasado, donde habíamos autorizados 44 Ares con 19 compañías, ahí está la distribución. Y del lado derecho hemos autorizado cuatro más, es decir, tenemos un total de 48 autorizaciones, en el trimestre fueron cuatro. Seguimos por favor.

Estas son las cuatro autorizaciones que hemos realizado. La primera vamos a ver la compañía y el proyecto. La primera es de la compañía Schlumberger de México, de Dowell Schlumberger de México S.A de C.V. El proyecto es un reproceso sísmico en el área de las Cordilleras Mexicanas, es un reproceso 3D. Ahorita vamos a ver en qué consiste. La fecha de solicitud fue en noviembre, principios de noviembre del año pasado, y se resolvió el 23 de diciembre. El otro Ares que tenemos es el TGS AP Investments AS un reprocesado sísmico en el área de Tampico Misantla. Son principalmente líneas 2D que la fecha de solicitud fue el 24 de noviembre y resolvimos el 20 de enero. La otra es GX Geoscience Corporation S. de R.L de C.V, es un reprocesado sísmico también en el área de las Cordilleras Mexicanas y la fecha de solicitud fue el 22 de diciembre del año pasado y resolvimos el 21 de febrero de este año. Y por último otro Ares autorizado a la compañía TGS AP Investments AS con un reprocesado sísmico e interpretación en el área de las Cuencas del Sureste donde prácticamente todo es 2D, exceptuando algunos cubos sísmicos 3D pequeños. La solicitud fue hecha el 13 de enero de este año y se resolvió el 9 de marzo. Seguimos por favor.

Esta es el área que se ha autorizado, igual los colores significan las diferentes compañías. Está el área de Cordilleras Mexicanas, está el área de Tampico Misantla y la parte de las Cuencas del Sureste. Todas estas áreas suman un total de 226 mil 800 km cuadrados aproximadamente. Seguimos por favor.

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Vamos a ver el primer proyecto. Este proyecto es de la compañía Dowell Schlumberger. El área de estudio son casi 29 mil km cuadrados con lo mismo prácticamente 28,927 km cuadrados de cubos sísmicos 3D. Lo que están en el listado son 10 cubos sísmicos, los cuales se van a reprocesar por esta compañía y el principal objetivo - si vamos a la siguiente por favor es proporcionar los volúmenes sísmicos integrados, obviamente facilitando la evaluación de la geología. Es mejorar la imagen sísmica una vez que se integren estos 10 cubos sísmicos para la evaluación de los yacimientos respectivos tanto en el Terciario como en el Mesozoico. El alcance son elaboración de estos cubos sísmicos Pre-Stack en profundidad, los modelos de velocidad a partir de los 10 cubos sísmicos. Obviamente van a aplicar su tecnología. Esto es importante, cada compañía tiene su tecnología propia y los entregables son volúmenes sísmicos integrados, en este caso también van a mapear la sal que hay, que existe en esta área y el apilado sísmico en profundidad y los modelos de velocidades. ¿Cuál es el beneficio de este proyecto? En general es incrementar el conocimiento en las provincias geológicas de las Cordilleras Mexicanas, reducir la incertidumbre en la interpretación de esta área y la ubicación de yacimientos para evaluarlos, identificar eventos complejos porque hay mucha sal. Son eventos complejos donde tenemos buzamientos de más de 80 grados en las capas. La duración son 16 meses.

El segundo Ares que autorizamos es un área en Tampico Misantla tanto área terrestre, abarca un área también de aguas someras como vemos aquí. Es la compañía TGS, es un reprocesado sísmico de aproximadamente 4,736 km de líneas en 55,000 km cuadrados. ¿Cuál es el objetivo principal? Es mejorar la imagen sísmica aplicando sus tecnologías que la compañía tiene para la mejor comprensión del área, definir con mayor precisión el potencial tanto en el Terciario como en el Mesozoico. Y el alcance en este caso es construir un marco geológico regional, integrar esta información sísmica 2D a un estudio más regional que se ha realizado de magnetometría y gravimetría para incrementar el conocimiento en las áreas de licitación de próximas Rondas que estén en esta área. Las tecnologías y metodologías que están aquí son propias de la compañía, no voy a mencionarlas todas, pero los productos entregables son todas estas líneas 2D migradas en profundidad y en tiempo, los gathers que obtengan, los modelos de velocidades, los informes finales de procesamiento y la interpretación de esta área. El beneficio es incrementar también el

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



conocimiento geológico en la provincia Tampico Misantla, que es una de las provincias donde hay tanto yacimientos convencionales como no convencionales. La duración son 18 meses.

El tercer proyecto autorizado es en la misma área que tenemos de la compañía Dowell Schlumberger, nada más que este va a ser realizada por GX Geoscience. Son los mismos 10 cubos sísmicos. También es un reprocesado sísmico de estos 3D que existen y su objetivo principal - si seguimos por favor - es el reprocesar estos 10 cubos sísmicos, correlacionar la información geológica que está en aguas someras, con aguas profundas, y determinar domos de sal, estructuras complejas, trampas, tanto en el Terciario como en el Mesozoico. Los alcances es obtener estos datos sísmicos reprocesados en profundidad con el fin de apoyar las actividades de exploración y generación de prospectos en esta área, aplicando sus metodologías propias de las compañías. Y los entregables serían productos intermedios. En este caso nos van a dar los modelos de velocidades, los apilados en profundidad, los algoritmos que se usan, modelos de velocidades en la cima y base de la sal también la van a interpretar y por último tanto los volúmenes apilados en PSDM utilizando esta tecnología RTM y los volúmenes apilados igual en profundidad utilizando la tecnología Beam además de los gathers. El beneficio es reducir la incertidumbre en la interpretación por efectos de borde en la migración. Esto quiere decir que estos cubos sísmicos que ustedes observaron se sale un poco el área, un poco más de amplitud esta área precisamente para evitar esos bordes, mejorar la visualización de la imagen de los eventos geológicos tanto en tiempo como en profundidad. Este proyecto tiene una duración de 13 meses.

Por último, tenemos el proyecto de un reprocesamiento sísmico. Todo lo que ustedes ven aquí son sísmica 2D, toda esta de color café también, abarca áreas terrestres y áreas también marinas y estos pequeños cuatro cubos sísmicos 3D. Entonces van a integrar todo esto en un reproceso sísmico. Las líneas sísmicas tienen una longitud total de aproximadamente 25 mil kilómetros y el 3D de 1,238. El objetivo de este estudio es reprocesar e interpretar los datos sísmicos y juntar la parte terrestre con la parte somera, recudir la incertidumbre obviamente en las localizaciones de áreas potenciales de yacimientos que existen en esta área, construir el marco regional con la sísmica 2D para identificar toda la parte geológica-

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Comisión Nacional de Hidrocarburos

estructural y cubrir parte de las áreas a licitar en las Rondas 2, 3 y 4. Las tecnologías son estas las usadas por la compañía y los productos son similares, son productos sísmicos, todas las líneas sísmicas migradas en tiempo y profundidad, nos va a proporcionar los gathers, las velocidades usadas y el informe y los datos de procesamiento e interpretación. El beneficio principal es incrementar el conocimiento de las provincias de las Cuencas del Sureste, abarca una Cuenca en la parte de Veracruz, y reducir la incertidumbre tanto en la interpretación como en la ubicación de áreas prospectivas. La duración son 23 meses de este proyecto.

¿Cuáles serían los siguientes pasos una vez que ya autorizamos estos Ares? Es, bueno, primero la notificación de inicio de actividades, la revisión de actualización de los programas de trabajo, estos los afinan al último y los mandan ya este programa de trabajo, y el seguimiento. Este seguimiento es importante, es decir, ver si las actividades programadas están cumpliendo, los tiempos establecidos, la revisión de reportes mensuales y estos entregables finales o intermedios que nos tienen que dar y la entrega de datos obviamente al cierre de proyecto y los aprovechamientos.

Como resumen tenemos unos puntos principales donde el primero es que con el proceso actual se ha logrado reducir el tiempo en la realización de una autorización de reconocimiento y exploración superficial. Se busca la mejora continua para optimizar estos tiempos de autorizaciones de los Ares. Se realizaron cuatro autorizaciones, estos salieron en tiempo y con los requisitos establecidos en la regulación vigente. Del total de estas autorizaciones, el 50% es un reprocesamiento sísmico 3D, el 25% es de 2D e interpretación y el otro 25% es reprocesamiento 2D y 3D con interpretación. Los recursos prospectivos identificados con estos Ares una vez que estén completos pues incrementaran el conocimiento y potencial petrolero del país. Nos ayudará a esta evaluación que tenemos también como mandato, esta evaluación de todos los recursos potenciales en el país. En estas cuencas que son las Cordilleras Mexicanas, Tampico Misantla, Sureste y Cuencas de Veracruz, que son las cuencas hasta ahorita aparte de las aguas profundas – las más importantes que tenemos. Esto es todo, lo ponemos a su consideración.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas Comisionados. Comisionado Sergio Pimentel.

DAK-TREE

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria





COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdón Presidente, muy rápido. Hemos dicho, porque así es, que el Golfo de México es el área geográfica más explorada del mundo, consecuencia de la apertura pues que trajo la Reforma Energética en estas actividades. Yo quisiera Presidente, si tú lo consideras viable, que en el próximo informe se pudiera incluir no solamente las autorizaciones que en el trimestre

SAFETY

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- El acumulado.

correspondiente se hayan otorgado, sino un poquito los resultados en este

caso de 44 previas que ya se habían otorgado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- El acumulado, pero no tanto digamos en las gráficas estas de pie. Me interesa específicamente los reportes mensuales: ¿Qué han entregado? y si han cumplido o no con esos programas de trabajo. Porque creo que eso al final pues es el entregable que se materializa en información geológica, geofísica y demás que tiene la nación, que administra el Centro Nacional de Información. Entonces yo creo que esto está muy bien, es muy valioso, pero creo que valdría la pena tener – insisto – que ha pasado ya con las 44 autorizaciones que hemos otorgado y como han ido evolucionando los planes de trabajo. Si lo consideras Presidente desde luego.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por supuesto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro, claro. Lo hacemos con mucho gusto y quiero decirle que hemos analizado la información de varios Ares. Muchas veces sacan preliminares, resultados preliminares. Y toda la información que hemos cuando menos constatado de que efectivamente la calidad de la sísmica sea adecuada, sea buena, y en áreas donde ya había sísmica pues ver si efectivamente se está haciendo una mejora en cuanto a imagen principalmente y segundo a resolución en cuanto a los objetivos. Pero si es una tarea que estamos realizando y estamos usando esta información.

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias doctor. Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Nos gustaría ver más adquisición y proceso. El día de hoy en el trimestre tenemos cuatro autorizaciones de reprocesamiento sísmico y se dice que fue una de las cosas que vamos a tener adicional a lo que ya se tenía, porque ya había un reprocesamiento sísmico de estas áreas. Es que vamos a tener un incremento en el conocimiento del potencial petrolero en esas áreas específicamente. Con la experiencia que tiene doctor, ¿cómo visualiza esa mejora?

Para hacer bien la pregunta. Toda esta información fue tomada por Petróleos Mexicanos. Lo que está pidiendo, lo que quieren estas empresas es tener la posibilidad de reprocesar. Las empresas tienen tecnologías diversas que son su ventaja competitiva y lo que hacen con estos reprocesos es tratar de visualizar con una mejor exactitud pues lo que está en el subsuelo. Llama también la atención que hay dos empresas — de las que nos está planteando aquí en este trimestre — que analizan la misma área. ¿Entonces por qué es eso? ¿Cuál es la expectativa de las diferentes tecnologías con respecto de la mejoría de la imagen que podemos tener a la que ya tenemos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es una pregunta creo bastante importante. Las tecnologías que se usan hoy en día son tecnologías que van cada vez adquiriendo mayor experiencia en cuanto a reprocesado sísmico. Sin embargo, se tienen datos nuevos. En toda esta información efectivamente se tienen ya el proceso y el reproceso, ya en estos han visto que ha funcionado mejor o que no. Entonces ellos van viendo precisamente que tecnología realmente pudieran aplicar en una parte o en otra, dependiendo de la geología. A mí me gustaría que aquí Mario Navarro nos dijera, Mario Navarro como Director Adjunto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA,- Adelante ingeniero.

OAK-TREE

6 de abril de 2017

Organo de Gobierno

OAK-T

Quinta Sesion Ordinaria



DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.Con su venia. Buenas tardes. Básicamente en los reprocesos se están aplicando nuevas tecnologías de procesamiento. Básicamente es: Migración RTM. Es un método que optimiza el proceso de modelado de velocidad para poder atenuar las variaciones laterales de velocidad o controlarlas. Cuando tenemos yacimientos con más complicación geológica, esos métodos son los que a la postre están siendo utilizados actualmente, no solamente en adquisición, sino también en reproceso. Y eso hace que mejore la señal de la respuesta del subsuelo y por lo mismo la identificación que podemos llegar a hacer de la posibilidad de existencia de hidrocarburos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctora Comisionada, por favor.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. A mí me gustaría, bueno, primero clarificar que de los 48 proyectos que están autorizados creo que no necesariamente — bueno, no creo, estoy segura que no necesariamente — todos se desarrollan. Digamos, como que en el camino van quedando algunos que, por causas, las mayorías son imputables a las compañías, ellos se desisten o simplemente no inician esos proyectos. Nos podrían comentar de los 48 proyectos cuántos de verdad se han desarrollado. O sea, para tener el dato preciso un poco de lo que nos decía el Comisionado Pimentel. Un poco pues es ver los mapas de donde están desarrollándose, pero también el seguimiento de cuántos proyectos en realidad se han desarrollado de los 48 proyectos que tenemos autorizados.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA. - Adelante.

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.-Precisamente actualmente tenemos de los 48, 30 están en desarrollo y algunos ya complementándose. Tenemos de esos 30 solo hacen falta de iniciar 8 proyectos y en desarrollo... perdón, por iniciar son 7 los que hacen falta iniciar, uno de adquisición y 6 de reproceso. Alguno de esos incluyendo los cuatro que están actualmente incluidos en este informe.

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Tenemos 18 que no han iniciado, es decir que caducaron, ya sea por conceptos de desistimiento, por cuestiones de capacidad económica o por la falta de algún cliente potencial que pudieran haber considerado. Eso estamos hablando que son de 18, 9 eran con adquisición y otros 9 eran también sin adquisición que caducaron ya sea su plazo para iniciar o que desistieron ellos mismos en ese proceso.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Quisiera nada más atenuar. Se dijo hace un momento por el Comisionado Pimentel que el Golfo de México es el área más explorada del mundo. Creo yo que podríamos decirlo: Es el área con mayor actividad exploratoria en este momento en el mundo para no generar esa confusión de que pareciera pues que es el área que tiene más información. Más bien con la mayor actividad exploratoria en este momento.

Luego quisiera nada más en el tercer proyecto que nos presentaron, está identificado con el numero 36.74 al final. La provincia geológica según el reporte final es Cuencas del Sureste. Porque aparece ahí, no sé si sea provincia geológica Cordilleras Mexicanas o Cuencas del Sureste, porque en la lámina dice "provincia geológica Cordilleras Mexicanas".

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- ¿Pero en cuál dice?

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- En la 17. A ver, si ponemos la ficha que nos pasaron. Nada más, ahí, antes. Bueno, de todos modos, están apareciendo así que es lo mismo. Provincia geológica ahí aparece Cordilleras Mexicanas. ¿Es Cordilleras Mexicanas? Ok. Es que al final...

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Es que hay otro proyecto de Cuencas del Sureste y Veracruz.

OAK-TREE

6 de abril de 2017

OAK-TREE

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Ok, perfecto. Gracias, es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario? Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, nada más en los informes y sobre todo cuando ya se aprueba el pozo por parte de la Unidad, si le estamos emitiendo algunas recomendaciones a cada operador que somete a aprobación un pozo o un Ares de algo que hayamos visto que es buena práctica en otro operador y que nosotros podemos sugerir que lo apliquen para la reducción de costos, de tiempos, etc. Si es que ustedes lo ponen en sus dictámenes o sus aprobaciones o en las resoluciones. Creo que valdría la pena, prácticas de operadores nuevos que están haciendo pozos más rápido pudiera empezarse a escalar a otros operadores para hacer más eficiente la perforación aquí en el país.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno, si nos regresamos al tema de pozos, no lo hacemos ahorita. O sea, nosotros lo que hacemos es autorizar, evaluar las tecnologías que están usando, el diseño del pozo, pero no. La respuesta es: No lo hacemos hoy en día. No sé si lo pudiéramos hacer en cuestiones de la libertad de los operadores.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Recomendaciones, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Pero como recomendaciones es muy posible, podemos trabajar en eso. Ahora, en el tema de Ares cada compañía tiene su tecnología y no sé si alguien pueda comentar, pero tampoco. Bueno, no estamos haciendo tampoco recomendaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Director General.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Como menciona el doctor Monroy, no se están haciendo recomendaciones ni para pozos ni para Ares. En el caso de pozo pues apenas la semana pasada recibimos de uno de los

Organo de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

6 de abril de 2017

SAFETY



operadores el informe final del primer pozo perforado. De los otros todavía no tenemos información y no podemos hacer un análisis de la tecnología o de las características de la operación que pudiéramos en algún momento establecer alguna diferencia con los otros operadores de lo que hemos tenido solicitudes. Ese es uno de los primeros puntos. Y creo que es buena la observación como para poder hacer ese tipo de comentarios, sobre todo para cumplir con el objetivo de lo planteado en la Reforma Energética, ¿verdad? Por una parte.

Y por la parte de Ares es precisamente porque el mismo modelo multicliente pues de alguna manera le deja total libertad al operador de utilizar la tecnología que mejor convenga a sus intereses, dado que el Gobierno Mexicano, el país, no invierte ningún recurso económico digamos para desarrollar el conocimiento de las áreas prospectivas o las áreas que están siendo susceptibles de hacer este tipo de reconocimiento y exploración superficial.

> COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Comisionado Néstor Martínez.

> COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues efectivamente ya dijo en la respuesta, no se hace; pero sí lo hacemos. ¿Por qué? Me voy específicamente a la Ronda Uno. No porque lo hagamos nosotros, sino porque eso es parte de lo que hacen los reguladores, ponen a disposición de todos, la información es pública. Y por ejemplo ahorita tenemos varios operadores que están perforando en aguas profundas, digo aguas someras del Golfo de México. Y entonces al ver aquí en la página web como están siendo los resultados de los otros, inmediatamente voltean a ver porque a los otros les está saliendo más barato o más caro. Entonces esa es una parte implícita de lo que estamos haciendo. Al ponerlo a disposición y al conocimiento de todos, estamos generando esta eficiencia. Y eso es como lo hacen todos los reguladores en Estados Unidos, en Canadá, al poner la información a disposición de toda la gente van mejorando en la eficiencia.

Y eso paso en la Shell por ejemplo en Estados Unidos. En la medida que había perforadores que lo hacían más rápido con menos costo, los otros iban y los buscaban. No creo que sea una situación de mercadotecnia del regulador, pero sí finalmente implícitamente al plantear información





OAK-TREE

Órgano de Gobierno

OAK-T

Quinta Sesión Ordinaria



pública lo que hace es que se genere sinergia entre toda la gente que está dentro de la industria. Entonces los operadores ahorita actualmente ya saben cuánto le cuesta al otro el pozo y entonces ya saben cómo están haciendo la metodología de perforar y eso creo que es uno de los beneficios que la CNH le plantea a los operadores petroleros.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias Comisionado. Doctor Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Doctor Monroy, ¿cuántos Ares ya están terminados y ya a disposición de posibles clientes?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- ¿Tienes el dato?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.-De los 30 que están en desarrollo, aproximadamente 10 ya están en los procesos finales que incluye procesamiento también y la entrega de datos. Hay un periodo también de entrega de información al Centro Nacional de Información y estamos en ese periodo de verificar la entrega con todas las soluciones.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Pero no hay todavía nada ya terminado, ya ofreciéndose en el mercado?

DIRECTOR DE ÁREA, INGENIERO MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.-Sí. Las entregas ya se han realizado al Centro de Información en algunos de esos proyectos, esos 10 que ya están más avanzados, y ya está disponible en el Centro. Sin embargo, ese mantiene confidencialidad del dato porque es adquisición de esos proyectos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Pero la respuesta es sí. Perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, si, la respuesta.

Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria



Comisión Nacional de Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, voy a complementar, perdón, la respuesta. Lo que pasa es que cada uno de este tipo de proyectos tiene una serie de entregables parciales. Entonces todos esos entregables parciales están siendo entregados a la Comisión y por lo tanto pues la Comisión ya va teniendo en cuanta la calidad. Por ejemplo, hay un fast track un proceso fast track que se entrega, la Comisión lo recibe y en cuanto termina la adquisición pues ya se sabe y así se va siguiendo el programa. Entonces cada uno termina un proceso determinado que haya puesto en su programa de trabajo y lo va entregando hasta que termina el proyecto. Entonces por eso se habla que ya están en la fase final aproximadamente 10 proyectos que comenta aquí el ingeniero.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Cuántos clientes ha habido que comprar información de estos Ares?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Nosotros tenemos registrados aproximadamente ahorita 10 compañías que ya han realizado venta de sus productos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Han realizado venta. Pero creo que la pregunta del Comisionado es al revés. O sea, hay 10 empresas que han estado ya vendiendo el producto de la adquisición de esta información, de la inversión que ellos realizaron. ¿Cuántos clientes han tenido en global?

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- De los que nos han manifestado tenemos alrededor de 19 clientes de lo que tenemos registrado, de lo que recuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, les propongo algo similar al caso anterior. El reporte trimestral está muy bien, muy rico en información, pero también por favor Ares que se autoriza, ¿no? Y cuando decimos Ares no sé si es un abuso de la jerga aquí porque es un término que inventamos aquí en la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En el mundo son los proyectos de estudios de geofísica, ¿no? Son los estudios de exploración superficial como marca la Ley.



Órgano de Gobierno

Quinta Sesión Ordinaria

OAK-TREI



Entonces en cuanto demos un permiso de exploración superficial por favor subirlo a la página de internet. Siguiente, ahí en la misma página de internet los ciudadanos deben de poder darle seguimiento. Decir, entregó la información, no la entregó a tiempo. Tres, de manera sin afectar y sin dañar ningún secreto comercial y corporativo, reportar cuantos clientes están teniendo de este tipo de estudios, los ingresos que se han generado. Necesitamos mucha más información ahí en la página de internet para que los ciudadanos puedan darle seguimiento. Por favor Secretaria Ejecutiva tome nota para que nos ayude a darle seguimiento, ¿sí? Por favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Actualmente estamos subiendo todas las autorizaciones.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Si, muchas gracias. Pero vamos a agregarle otros indicadores de los ingresos. Con la Reforma se está generando una nueva industria petrolera, pero poco se habla de que se generó una nueva industria de la información, que es la que está generando toda la información y va a ayudar a generar el conocimiento. Entonces necesitamos ahí más información de cuantas empresas están adquiriendo licencias de esta información, que ingresos se está teniendo, toda esta información que va a ser muy útil para los ciudadanos. Entonces generemos esos reportes, igual con la Dirección General de Estadística en conjunto con la Unidad de Exploración. Por favor Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Con mucho gusto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Algún otro comentario colegas? Bien. Secretaria Ejecutiva."



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







ACUERDO CNH.05.005/17

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del informe Trimestral de las Solicitudes para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES).

Asimismo, acordó que, con independencia del reporte trimestral, se publiquen en la página Web de la CNH las autorizaciones para realizar actividades de reconocimiento y exploración superficial que se vayan otorgando por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por último, acordó que los informes trimestrales subsecuentes contengan información sobre el resultado de todas las autorizaciones que se han otorgado, que incluya el cumplimiento de los Programas de Trabajo y la entrega de información por parte de los autorizados, cuidando en todo momento el secreto comercial o corporativo.

IV.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo asuntos generales.

SAFETY

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:47 horas del día 6 de abril de 2017, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quinta Sesión Ordinaria de 2017 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

Órgano de Gobierno

OAK-TREE

Quinta Sesion Ordinaria

OAK-TREE



OAK-TREE



SAFETY



OAK

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 Parres Luna Comisionada

K- Nov (SAF

Sergio Henrivier Pimentel Vargas Comisionado

Het man

Héctor Moreira Rodríguez Comisionado Néstor Martínez Romero Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix Comisionado

Gaspar Franco Hernández Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez Secretaria Ejecutiva

OAK-TREE



OAL