



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### QUINCUAGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:41 horas del día 13 de octubre del año 2016, 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 Quincuagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 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 220.2152/2016, de fecha 12 de octubre de 2016, 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:



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 emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0381-M-Pitepec.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0382-M-Amatitlán.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0385-M-Soledad.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0386-M-Miahuapan.
- II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuesto para la Asignación AE-0388-M-Miquetla.

### II.- Asuntos para autorización

**Resoluciones por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictámenes técnicos y se pronuncia respecto del proyecto de Plan de Exploración propuestos para la Asignación AE-0381-M-Pitepec, para la Asignación AE-0382-M-Amatitlán, la Asignación AE-0385-M-Soledad, la Asignación AE-0386-M-Miahuapan, y la Asignación AE-0388-M-Miquetla.**



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaría Ejecutiva comentó que los temas son similares en contenido y tienen puntos en común, por lo que se haría una exposición única para los cinco. En razón de lo anterior, con la venia del Comisionado Presidente, dio la palabra al Comisionado Sergio Pimentel Vargas en calidad de Comisionado Ponente de los primeros cuatro planes, y al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en calidad de Comisionado Ponente del plan Miquetla.

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

"COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.-  
Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias Presidente, gracias Secretaria, colegas. En efecto, se trata de cinco solicitudes de Petróleos Mexicanos para que esta Comisión apruebe su plan de exploración respecto de cinco áreas que se encuentran en el Estado de Veracruz. Yo quisiera simplemente hacer algunos comentarios a manera de contexto y de introducción para que después las áreas técnicas pudieran entrar más al detalle.

Estas cinco asignaciones derivan desde luego de la Ronda Cero, en la que la Secretaría de Energía otorgó a Petróleos Mexicanos estas áreas para el aprovechamiento de recursos hidrocarburíferos en áreas o en, digamos, yacimientos convencionales. Petróleos Mexicanos solicitó con posterioridad la modificación de estos títulos a efecto de que se les concediera la totalidad de la columna estratigráfica, perdónenme, y pudieran tener derechos para explorar los recursos no convencionales. Se trata estas cinco asignaciones de localizaciones en la Cuenca de Tampico-Misantla que, como ustedes saben, tiene un muy amplio potencial en estos recursos, en los no convencionales.

Déjenme tomarme unos minutos para decir que son "no convencionales" porque a diferencia de un sistema petrolero ordinario o convencional en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

el que existe una roca generadora, en el que hay una migración de hidrocarburos, en el que hay una roca almacén, una roca sello, y que después en condiciones de presión y de temperatura el hidrocarburo se cocina. En un no convencional, que es el caso, específicamente por lo que hace a lutitas. La lutita es una roca que tiene una porosidad y una permeabilidad mucho más cerrada, no tiene tantos poros ni estos están tan conectados como en una roca sedimentaria.

De manera que lo que Petróleos Mexicanos pretende es explorar este estrato geográfico para poder extraer, primero desde luego explorar, encontrar, y eventualmente extraer, el Shell Oil o el Shell Gas que se lleva a cabo a través de una perforación horizontal y utilizando la técnica del fracturamiento hidráulico.

Estos son, insisto, las cinco asignaciones respecto a las cuales Petróleos Mexicanos solicitó la modificación para tener derecho para explorar el área de lutitas. La Comisión en su oportunidad se pronunció positivamente, se modificaron las asignaciones, a eso obedece la "M" que ustedes ven en el nombre de la asignación. La AE, en el caso de Pitepec por ejemplo es 381-M, es decir ya se modificó la asignación. Y en consecuencia se modificó para que PEMEX pudiera explorar el área de lutitas y en consecuencia la Comisión le requirió a Petróleos Mexicanos la presentación de su plan de exploración, que es lo que hoy nos ocupa.

De manera que yo con estos comentarios generales, que califican para las cinco áreas de asignación, aunque ya lo decía nuestra secretaria, uno de ellos es de la ponencia del doctor Moreira, los otros cuatro fueron responsabilidad de la ponencia a mi cargo. Yo simplemente le cedo con estas palabras, le cedo el uso de la voz al doctor Moreira y si tú no tienes inconveniente doctor, que después las áreas técnicas puedan entrar al detalle de la exposición. Muchas gracias.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimas gracias. Yo nada más quisiera agregar que es muy importante la parte de recursos no convencionales porque representan grandes expectativas de desarrollo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Solamente en la Cuenta Tampico-Misantla tiene un volumen estimado de 36 mil millones de barriles de petrolero crudo equivalente. Es un porcentaje muy grande de las reservas totales nacionales. Es obvio que esto es incipiente, pero creo que en un futuro los recursos no convencionales van a ir representando una parte importante de la producción total de hidrocarburos, dado que tiene un potencial muy grande nuestro país en este tipo de recursos de hidrocarburos. Entonces, tenemos que ir avanzando en la parte de tecnología, conocimiento, etc. Entonces yo quisiera con esto nada más ahora sí pasarle la palabra al doctor Felipe Ortuño para que nos presente los resultados de su evaluación técnica y a la maestra Adamelia Burgueño la parte de evaluación económica. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Directores, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Me corresponde en esta ocasión presentarles el dictamen técnico por mi parte y económico a la maestra Adamelia Burgueño, de tal manera que vamos a dividir. No lo vamos a dividir, más bien vamos a iniciar con la parte técnica de estas cinco asignaciones, es decir Pitepec, Amatitlán, Soledad, Miahuapán y Miquetla.

En esta primera lámina, bueno, sin querer ser repetitivo, solamente quisiera mencionar que justamente los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema o un play de rocas arcillosas con alto contenido de sedimentos orgánicos de baja permeabilidad que actúan a la vez como rocas generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que este play funcione de manera rentable se requiere crear artificialmente permeabilidad a través de pozos horizontales. Se trata de yacimientos continuos sin barreras físicas, que es todo lo contrario al concepto de trampas en los yacimientos convencionales.

Los elementos clave en la evaluación geológica y económica de los yacimientos no convencionales de aceite y gas son tres elementos: El play, que se define por su alta riqueza orgánica, la madurez de la roca generadora, el espesor y el área de distribución, el aceite y gas libre y gas



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

en estado absorbido y la susceptibilidad del fracturamiento de la roca. Se define también por la tecnología, es decir, sobre todo en la perforación horizontal, el multifracturamiento hidráulico, las técnicas de micro sísmica de monitoreo del fracturamiento y estimación del esfuerzo in situ y el desarrollo y explotación intensiva y sustentable.

Otro de los puntos importantes es el mercado. En este caso el entorno internacional tiene los ingredientes de los precios del aceite y del gas y en este caso, bueno, las asignaciones que vamos a tratar aquí son las cinco de aceite ligero, lo cual hace digamos cinco asignaciones que son potencialmente explorables y con perspectivas a futuro.

Aquí yo quisiera mostrar – antes, por favor – simplemente la distribución de los recursos no convencionales en el país de manera muy general. En este mapa se ilustra ya los resultados de los primeros estudios geológicos que se han realizado para determinar con base en la riqueza orgánica de las rocas generadoras y su madurez térmica la distribución en aceite pesado, en aceite ligero, en gas húmedo y en gas seco. Yo quiero insistir solamente en el área cuatro.

Aquí estamos situados justamente en la Cuenca Tampico-Misantla, en la cual sobresalen dos horizontes, uno del Cretácico Superior y uno del Jurásico Superior, con contenidos de carbono orgánico altos. Me refiero sobre todo al Jurásico Superior, en donde los contenidos del carbón orgánico, que son los que definen el potencial de generación de hidrocarburos, van de 1% a 8%. Y esto se caracteriza en esta zona que vamos a entrar más a detalle por estructuras geológicas de baja complejidad.

Es una zona estable en donde existe una estratigrafía paralela sin deformación importante o con inclinaciones tampoco que son muy importantes. Y yo quiero mencionar también aquí, que para la Cuenca Tampico-Misantla se tiene estimado un preliminar de 30 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y 4 mil millones de barriles de gas húmedo, también en la misma unidad de barriles de petróleo crudo equivalente, que representarían en esta zona el 58% de la totalidad de los recursos no convencionales estimados en el país.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Voy a hacer una reseña muy breve justamente también de los eventos principales que llevan a este Órgano de Gobierno el análisis o la aprobación de estos planes de exploración no convencionales. En una primera etapa, dentro del marco de la Reforma Energética, está el otorgamiento de los títulos de asignación para extracción por parte de la SENER, que se refieren a las mismas áreas, pero solamente como campos de extracción.

Después, por este mismo interés que viene, este mismo potencial que se mencionó, PEMEX solicita a la SENER la ampliación de los derechos de exploración en toda la columna, puesto que anteriormente estaban concentrados solamente en horizontes superiores de yacimientos digamos convencionales, en Cretácico y en Paleoceno.

En una tercera etapa la CNH notifica a la SENER una opinión favorable en favor de la modificación de estas asignaciones. En seguida, la SENER emitió los títulos de asignación ya modificados, y como bien se mencionó anteriormente, ya se transforman en los que estamos viendo aquí. Ya tienen una M, ya es una segunda visión de títulos de asignación que tienen derechos de exploración en toda la columna, además de los derechos de extracción en los niveles superiores. Pero en este caso nos estamos refiriendo justamente a los objetivos que van a ser planteados aquí del Jurásico Superior de recursos no convencionales.

En seguida, Petróleos Mexicanos solicita a la Comisión la aprobación de los planes de exploración y justamente el tema que nos reúne en esta ocasión es el análisis y la evaluación de la información proporcionada por PEMEX para proponer como equipo técnico el dictamen a este Órgano de Gobierno y se pronuncie en el sentido que considere conveniente.

En esta lámina tenemos dos mapas que reflejan justamente los antecedentes de los estudios exploratorios con cobertura de las cinco asignaciones que llevaron a establecer el potencial de esta zona en el Jurásico Superior. Estos estudios que vemos aquí están cubriendo justamente las cinco asignaciones, aquí vemos delimitado en polígonos de color rojo las cinco asignaciones y los colores que vemos aquí en estos dos mapas uno se refiere al contenido de carbono orgánico total, que es un parámetro que determina la riqueza orgánica, la riqueza de material



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

orgánico de este horizonte del Tithoniano y que de esta manera también determina el potencial de generación de hidrocarburos ligeros en toda esta zona.

De tal manera que por eso también es una de las razones por las cuales el análisis y las propuestas de aprobación van en conjunto. En este otro mapa se muestran las zonas o las líneas isotérmicas de madurez de evolución de este horizonte del Jurásico, de tal manera que comparando ambas... los colores verdes en este mapa representan ya zonas de producción de aceite ligero, zonas susceptibles de generación de aceite ligero. Y en este otro mapa representa el contenido o riqueza orgánica de esos sedimentos, lo cual son dos elementos que permiten establecer el potencial de esta zona.

Y bueno, a estos resultados se ha llegado con la integración de todos los estudios que se han hecho a través de los años con métodos potenciales, con sísmica 2D, con sísmica 3D, no voy a mencionar los nombres aquí, pero realmente es una cobertura total de todas las asignaciones y aterrizan en estudios integrales de lutitas de aceite y gas en México, uno para la Cuenca Tampico-Misantla en general y uno para el área de Tantocob que se encuentra justamente al norte.

Además de esto, se tiene la información de los pozos Horcones-8127, Corralillo-157 y Furbero-4354, que llegaron a este horizonte y que confirmaron precisamente el potencial de esta zona en ese nivel Jurásico.

En seguida tenemos los alcances de las actividades exploratorias para las cinco asignaciones en el Jurásico Superior. Es decir, en todos los casos está planteando el reprocesamiento de sísmica 3D para mejorar la imagen e investigar la factibilidad y de identificar la anisotropía sísmica asociada al fracturamiento natural, la arcillosidad y fragilidad de las rocas del Jurásico Superior Tithoniano.

En estudios exploratorios, en todos los casos, están planteando modelos sedimentológicos, el modelo geológico integrado, el modelo petrofísico ya a nivel fino, el modelo geomecánico, los análisis geoquímicos a nivel de muestras de núcleo y de canal una vez que se perfore el pozo que está propuesto, la caracterización petrofísica, los estudios preparatorios con



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la metodología VCDSE y también la aplicación de la metodología de microsísmica para ubicar mejor el horizonte jurásico.

La perforación de los prospectos están todas planteadas en 2017 y van efectivamente paralelos en la ejecución en todas las asignaciones. Por ejemplo en Pitepec se tiene una incorporación de reservas estimadas de 17 millones de barriles, en Amatitlán de 18 millones de barriles, en Soledad de 9 millones de barriles, en Miahuapán de 15.7 millones de barriles y en Miquetla de 12 millones de barriles. En la siguiente.

Una vez terminada esta fase de prueba piloto, esta fase de prueba de concepto – estamos todavía en la fase exploratoria y que es decisoria para la toma de decisiones hacia un posible desarrollo ya sea masivo dentro de cada asignación o masivo regionalmente, está planteado de esta manera. Es decir, estos pozos piloto que se van a ejecutar en esta etapa exploratoria serían primero un pozo vertical y después un pozo horizontal que definiría primero un área de reserva probada, puesto que van a terminar el pozo con tecnologías de fracturamiento.

Una segunda área que estaría determinada con reserva probable y en la cual se está visualizando tiene una perspectiva de 12 pozos para incorporar esas reservas probables. Y después una tercer área, que sería incorporar la reserva posible 3P, es decir, en este caso todos los arreglos iniciales en el desarrollo de estas áreas están en esta posición, están en esta dirección, puesto que van en la dirección del esfuerzo mínimo con el fin de obtener la mayor distribución de las fracturas en la zona de esfuerzo compresivo.

En este caso, en las cinco áreas de asignación, se estima que una vez terminados los estudios se tendría una reserva a incorporar en esta etapa de 71 millones de barriles.

Y bueno, aquí nada más en la lámina final de esta etapa técnica tenemos los datos generales comparativos de todos los pozos, se hace la comparación. Todos van en una profundidad más o menos de 3,000 metros, 3,600, 3,800, en fin. Aquí vemos la variación, no es mucha la variación de las profundidades a las cuales se van a perforar. Tenemos los objetivos, ese Tithoniano o esa formación Pimienta que equivalente, está



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la cima a 2,820 metros en este caso, 2,800, 2,400, 2,700. Es decir, esto confirma justamente la estabilidad de la secuencia estratigráfica que está presente en esta área.

Los desplazamientos horizontales por la caracterización petrofísica preliminar que se hizo están determinados desde 800 metros de desplazamiento horizontal, 2,000 metros en el caso de Amatitlán, 1,000 metros y 1,500. Es decir, son variables. Los tiempos de perforación como son pozos similares los estimaron todos en 122 días y vamos, es una zona que tiene las mismas características potenciales en cuanto a la calidad de aceite. Aquí en este caso nada más estamos poniendo el aceite, pero tiene gas y condensado y tiene también aceite ligero. Pero en este caso el aceite digamos ya probado y ya esperado al término de este planteamiento de exploración inicial es de 33 a 38 grados API, lo cual lo hace económicamente sustentable. Y con esto yo terminaría mi participación y cedo la palabra, con su venia, a la maestra Adamelia Burgueño para la parte económica.

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

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Gracias doctor. Respecto a la opinión económica de estos cinco proyectos, se realizaron dos análisis. Primero observamos el programa de inversiones correspondiente al periodo exploratorio de estos proyectos de no convencionales y luego valuamos la evaluación económica presentada por el asignatario para los proyectos de futuro desarrollo.

Entonces, respecto al programa de inversiones, lo presentado por el asignatario está en línea con lo establecido en los lineamientos de costos de la Secretaría de Hacienda. Presentan el programa de inversiones clasificado de acuerdo a lo establecido en esos lineamientos y se hace un análisis a nivel sub-actividad. Con esta base construimos un rango total para establecer un rango de precios de mercado en cada caso.

Entonces – si le damos a la siguiente – por ejemplo, para el caso de Pitepec se presenta el rango establecido en cada sub actividad, sin



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

embargo el rango que se está evaluando es el presupuesto del programa de inversiones total. Observamos que para cada caso en estas asignaciones el presupuesto total presentado por el asignatario se encuentre dentro del rango de mercado establecido. En el caso de Pitepec, vemos que se encuentra dentro de rango – la siguiente –, en caso de Amatlán el presupuesto total se encuentra también dentro del rango establecido. Siguiendo. Es lo mismo para Soledad, donde incluso el presupuesto presentado está ligeramente por debajo del rango de mercado inferior. En el caso de Miahuapán vemos el presupuesto dentro del rango establecido y lo mismo para el caso de Miquetla, vemos que el presupuesto se encuentra dentro del rango de mercado establecido.

Con base en este análisis, lo que concluimos es que el presupuesto presentado en el programa de inversiones del asignatario está en línea con precios del mercado.

La segunda parte del análisis es evaluar los datos económicos, los escenarios económicos, de lo que sería el futuro proyecto de desarrollo si es que el proyecto exploratorio arroja resultados favorables. En este caso se analizaron dos escenarios presentados por el asignatario. El primer escenario, un escenario inicial, se construyó con un conocimiento general de las áreas e incorporando premisas conservadoras respecto a lo que podría ser el potencial de cada una de las áreas. Posteriormente el asignatario actualizó dichos escenarios con base en información que le permite optimizar el escenario en cada una de las áreas basándose en estudios internacionales.

En este nuevo escenario incorporó principalmente tres elementos. El primer elemento fue un avance en el conocimiento particular de cada área que le permitió identificar los puntos de mayor productividad de cada área y las características petrofísicas de esos puntos. El segundo elemento que incorporó fue la información de comparativos internacionales que le permitirán seleccionar mejor los análogos y establecer mejor los rangos de producción, declinación y costos que podrían alcanzarse. Y el tercer elemento que incorporó para este escenario optimizado fue un estudio de optimización de la ejecución del proyecto de desarrollo. En este sentido, incorpora mejores prácticas en



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

la eficiencia en la perforación y la terminación de pozos, además de una mejora en la cadena de suministros de materiales y servicios.

Entonces con estos tres elementos nos entrega un nuevo escenario optimizado que se refiere en esta lámina como escenario dos. Las premisas económicas utilizadas en la evaluación del escenario base y el escenario optimizado, escenario uno y dos en esta lámina, son prácticamente las mismas en cuestión económica y donde se si hay una variación es en el volumen que se espera recuperar en cada área.

Como podemos ver, en la mayoría de las áreas se espera un volumen ligeramente mayor en el escenario optimizado ya que se incorporan mejores prácticas. Y en algunos casos la incorporación de volumen no es tan importante pero si el detalle de qué tipo de hidrocarburo se recupera.

En este sentido, los resultados de la evaluación de los dos escenarios es la siguiente por favor. Nos muestran un escenario rentable antes y después de impuestos en cada caso, por lo que a partir de esto concluimos que se presentan proyectos rentables.

En este sentido, con base en las dos evaluaciones presentadas, la opinión económica concluye que los programas de inversión presentados fueron elaborados con base en precios de mercado, ya que se encuentran dentro o por debajo de los rangos de mercado establecidos y con base en la evaluación económica observamos proyectos rentables. Adelante Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si quieren regresar una anterior por favor. Es muy interesante cuando se presenta la evaluación económica con todos sus indicadores y realmente esto es un proceso de exploración y seguramente cuando tengan más información puedan cambiar las variables en términos de producción, de reservas, etc.

Pero si uno ve la rentabilidad después de impuestos, suponiendo el escenario positivo, ve uno una rentabilidad baja. Y esto es como una



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

especie de foco amarillo, porque obviamente falta mucha más información para empezar a estudiar los procesos de migración. En una migración con socio tendría mejores condiciones fiscales, tendrían mejores condiciones de inversión y quizá mejores condiciones tecnológicas.

Entonces es una recomendación que quizá vale agregar algo en el dictamen. Es una decisión de PEMEX, es una decisión que quizá ahorita no es el momento porque falta más información, pero que está ahí y si se cumple el escenario que está mostrado indicaría que migración es un paso muy acertado. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Gracias doctor. Déjeme ver si entendí el comentario. Señala usted la conveniencia de que la migración se realice con socio por la ventaja que esto traería en términos de...

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En términos fiscales, en términos de inversión, en términos de traer un socio que quizá te traiga nueva tecnología. Porque la rentabilidad es muy baja. Obviamente no tenemos los resultados finales después del proceso exploratorio, entonces habría que esperarse quizá un poquito. Pero si se cumple el escenario dos que están presentando, la rentabilidad sería baja. Entonces valdría la pena empezar a pensar en una migración con socio, que es una decisión de PEMEX.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muy bien, muy bien, muchas gracias. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Si, gracias. Yo tengo varias preguntas. Doctor, en Ronda Cero Petróleos Mexicanos tuvo la oportunidad de solicitar los campos que estaban en producción y las áreas exploratorias que quisiera trabajar. Si es el caso que había solicitado estas áreas que estamos evaluando en esa Ronda Cero, se supone que ahí debió haber demostrado capacidades técnicas, financieras, de ejecución y que lo iba a hacer de manera eficiente y competitiva.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Si fue el caso que presentó su solicitud y no se le otorgó en aquella ocasión la parte de no convencionales porque también la reforma – ese artículo sexto transitorio – nos daba la oportunidad de definir horizontes verticales. Si no se le otorgó en aquella ocasión, si es que lo pidió, porque no demostró esas capacidades, ¿qué muestra ahora Petróleos Mexicanos para que nosotros digamos que tienen las capacidades para poder hacerlo y otorgárselos en una ampliación de una asignación petrolera?

**DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.-** Está documentado Comisionado Franco en el plan de exploración que se presentó en tres años (2016, 2017 y 2018) los trabajos que se van a ejecutar, es decir, en efecto es una estrategia talvez conservadora, pero están trabajando las asignaciones al mismo tiempo, de tal manera que esos reprocesamientos sísmicos que se están haciendo en las cinco asignaciones, los están haciendo en PEMEX.

Esos estudios que se han planteado antes y después de la perforación los están haciendo en PEMEX, La perforación seguramente, no tengo la certeza pero seguramente una compañía tendrá que ser subcontratada. Es decir, con este planteamiento, con estos planes de exploración yo voy a poner entre comillas "conservadores" porque son a tres años. Juntó todos los elementos para plantearle a la Comisión este escenario operativo que le permitiera después de la perforación de los pozos en 2017 dedicar 2018 a integrar toda esta información que va a obtener con los pozos horizontales con las aplicaciones de estas tecnologías de micro sísmica y con la recuperación de núcleos y los análisis petrofísicos y geoquímicos que se van a realizar.

De tal manera que el escenario que planteó asumimos o más bien está planteado que son actividades operativas asumidas por Petróleos Mexicanos.

**COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.-** Ok. Pero en Ronda Cero, quiero suponer o tratar de concluir, en Ronda Cero no presentaron un plan así con un sustento de estudios que ha venido realizando y ahora si lo presenta. Y ahora con esto tenemos más confianza de que puede llevar a cabo estas actividades.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Nada más que en Ronda Cero se refería a los campos en producción. Se refería a otros niveles. Y entonces en Ronda Cero en principio presentó todas esas capacidades técnicas y financieras para llevar adelante esos planes de desarrollo que presentó en ronda Cero.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Para los campos que producen.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Sí.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- ¿Entonces no pidió el no convencional en Ronda Cero o si lo pidió?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No pidió el no convencional en Ronda Cero, de tal manera...

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- En esas áreas no lo pidió. Ah, ok, entonces es nuevo, es que mi pregunta original era esa: ¿En caso de que lo haya pedido, que demostraba ahora? La respuesta es: No lo pidió la vez pasada, ahorita lo está pidiendo ya con más sustento en estudios que ha realizado y en una propuesta de un plan que puede ejecutar sin ningún problema para llegar al éxito.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Justamente. En Ronda Cero fueron campos que estaban produciendo en Cretácico y en Paleoceno.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- No pidió no convencional.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Nada más, si me permite Comisionado, solo una acotación, digo, para efecto de un comentario



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

procesal. El momento para justificar sus capacidades se dio cuando autorizamos, cuando opinamos acerca de la modificación de la asignación. Y la decisión final la tuvo la Secretaría de Energía.

Entonces nada más para efecto procesal, hoy lo que estamos viendo es un plan de lo que va a hacer, no tanto para mostrar que tenga capacidades, porque las capacidades ya las demostró previamente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Porque la columna ya se le había otorgado.

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Así es, exactamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Bien. Doctora, ¿usted iba a comentar algo?

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Era algo similar. En realidad las capacidades las mostraron. En inicio, en Ronda Cero, en estas áreas en especial no lo habían solicitado. Habían solicitado otras áreas para no convencionales y después con esta filosofía tanto del Estado como ahora lo está tomando PEMEX de tener la columna completa, se vio la conveniencia de que se viera la parte no convencional, donde tenía campos de extracción.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Le da más materialidad. Sí, mi pregunta original era si lo había pedido antes en Ronda Cero. No lo pidió, bueno, ya se hizo la modificación, está muy bien. Nada más ya para cerrar...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Por favor.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Con lo que comentaba el doctor Moreira de la Rentabilidad. Obviamente hay que recordar, la parte no convencional es para explorar apenas. Hay que ver con esa exploración si descubre, el tipo de fluido que va a descubrir, evaluar, definir un plan de desarrollo. O sea, son etapas que hay que ir todavía llevando. Como



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

decía el doctor Ortuño, es un plan inicial, es una prueba de concepto en algunas áreas de esta zona, pero por ejemplo yo veía la lámina nueve. La lamina nueve vienen los tiempos de perforación de 122 días para todos a diferentes profundidades, en algunos casos con unas deferencias de 700 metros, 500 metros, etc.

Entonces, la formulación digamos del proyecto es conceptual todavía, pero a veces hay que buscarle alguna consistencia en los tiempos que te puedes llevar para perforar o para llegar a cierta profundidad. Yo creo que es algo que podemos después mejorar conforme se va teniendo más información. Y la otra también, en la lámina 19 que está la evaluación del volumen, veo que Soledad en su escenario en donde optimizaron tiempo, aceleraron, etc., es menor. Entonces me llama la atención si hay alguna observación por ahí.

Y también lo que veo es que se hizo una evaluación de dos escenarios. Yo veía que algunos proyectos exploratorios dentro de Petróleos Mexicanos y en algunas empresas petroleras internacionales hacen perfiles de rentabilidad con respecto a la probabilidad de éxito.

Yo creo que sería adecuado que en proyectos, sobre todo de no convencionales, se llegue a tener evaluaciones probabilísticas y sean presentadas por el operador. Digo, todos entendemos que pueden ser proyectos de alto riesgo que requieren madurez con más información, pero si es bueno tener mucho más escenarios que nada más dos.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Nada más para responder al comentario del Comisionado Franco respecto al volumen que se presenta en el escenario uno y el escenario dos de Soledad, lo que evalúa el asignatario es que se haga un reajuste en el volumen total pero también avalúa un reajuste en la fracción de hidrocarburos que se espera recuperar. Por lo tanto, en el escenario dos hace una estimación de recuperación de líquidos más alta y resulta un escenario más rentable que el escenario uno a pesar de que el volumen total no sea más alto, además de incorporar las eficiencias en costos que se mencionaron como sustento del escenario optimizado.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Y respecto a la presentación de un escenario probabilístico, se solicitó al asignatario la información de forma probabilística. Lo que respondió ahí fue que en este momento no estaba en condiciones de presentar escenarios probabilísticos, pero sin embargo es algo que si está trabajando para futuros proyectos de aprobación.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Gracias.

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

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Yo tengo dos preguntas. También me llamó mucho la atención la tabla – si la pudieran poner – de los tiempos.

No me voy a referir a los tiempos, me voy a referir más bien a los desplazamientos horizontales, que es la parte (de) la tercera, cuarto renglón y se nota que Amatitlán está planteado un desplazamiento horizontal de dos kilómetros, 2,000 metros. Y podemos ver los diferentes, 800 metros, 1,500 metros. Y se dice que el tiempo de perforación y de terminación estimados son de 122 días.

La pregunta específica es: ¿Cuántas etapas de fracturamiento están considerado para cada uno de los diferentes campos? Porque tengo 2,000 metros pozo horizontal, pues obviamente no voy a hacer las mismas etapas que fracturamiento que en 800. Entonces, si nos podría ahondar un poquito más acerca de cuantas etapas de fracturamiento están considerando en los diferentes campos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Generalmente se hacen etapas de fracturamiento cada 100 metros o cada 75 metros. En el caso por ejemplo: Si yo me voy hacia el pasado y pienso por ejemplo en el pozo Emergente fue cada 75 metros. El dato exacto de a qué distancia se va a hacer el fracturamiento no lo tengo en mente. No sé si tengas, si me permiten, no sé si tengas algo al respecto ingeniero.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí Comisionado. Le comento que de acuerdo a la distancia horizontal, las etapas en este momento todavía no están programadas debido a que se definen hasta que sea perforado el pozo vertical y se conocen las propiedades petrofísicas del intervalo que se va a probar. En este caso se perfora el pozo horizontal, se hacen estudios petrofísicos de la formación Pimienta y una vez que se tienen esos resultados ya se definen el número de etapas en las que se realizaría el fracturamiento de acuerdo a la longitud horizontal. Pero como menciona el doctor Felipe, aproximadamente de 75 a 100 metros.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Entonces eso quiere decir que lo que dice aquí en perforación y terminación es solamente tiempo de perforación?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- No. Ya está incluido también la etapa de terminación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿La terminación? ¿Significa que también están considerados los fracturamientos, las etapas de fracturamiento?

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Así es, ya están incluidas.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero están o no están incluidas.

DIRECTOR DE ÁREA EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Si, ya están incluidas. Ese tiempo que está manejando ahí de los 122 días ya contiene tanto la etapa de perforación como la etapa de terminación en la cual se hace el fracturamiento.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. La siguiente pregunta tiene que ver con una explicación por favor de lo que son los recursos prospectivos y las reservas. Esto es una etapa de exploración, hablamos de recursos prospectivos, y comentó que en esta etapa hay una lámina donde se dice, en esta etapa – creo que es la lámina anterior a esta -, dicen, “reserva de aceite a incorporar en esta etapa: 71.16 millones de barriles”.

Si nos pudiera explicar más acerca de cómo pasan de recursos prospectivos a reservas. Una explicación, un poquito más de detalle, porque no se vaya a quedar la idea de todos nosotros que eso se va a incorporar en cuánto tiempo, ¿con los primeros pozos que van a incorporar, con cuantos, cómo está?

Lo que si quedó muy claro es la explicación del doctor Moreira en el sentido de que Tampico-Misantla es muy importante. Trae casi casi un poquito más de la mitad del total de recursos prospectivos de no convencionales, que es del orden de 60.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Miles de millones, sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Miles de billones. Entonces, esos 34 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente como se comparan con esos 71.16 millones de barriles. Porque hay que recordar que las lutitas son rocas que si tienen porosidad, pero no tienen permeabilidad, entonces las reservas se van incorporando en la medida que se van probando pozos. Un pozo no incorpora una gran cantidad de reservas, ¿esos 71.16 millones de barriles cuánto tiempo requieren? ¿Cuántos pozos requieren? ¿Cómo está planteado el programa de exploración?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Bueno, el programa de exploración está planteado solamente la perforación de uno de los pozos horizontales, de tal manera que la incorporación calculada, la incorporación de reserva estimada, es



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

decir, recuperado de los recursos prospectivos con un solo pozo, es de aproximada mente 14 millones de barriles.

Ahora, las perspectivas a futuro en cada una de las zonas es que plantea un arreglo preliminar de pozos en donde con el pozo piloto, con este pozo inicial, efectivamente calcula esa incorporación de 14 millones de barriles. Sin embargo, en su perspectiva está planteando que la reserva probada tendría que ser con tres pozos, que tendría que colocar en este cuadro verde.

La reserva probable está calculando que sería con 12 pozos, que estarían distribuidos en el área roja. Es justamente el área de reserva probable. Y finalmente el área de reserva posible la está calculando en 30 pozos, cuya ubicación va a ser definida en función de los resultados de esta primera etapa. Es decir, este ejercicio de prospectiva, con estos arreglos, son una recuperación de 71 millones de barriles. Este cuadro de las tres reservas, la reserva probada, la reserva probable y la reserva posible mide... tiene una superficie entre 10 y 11 km cuadrados.

Ahora, cada una de las asignaciones pues varía en superficie, puede tener 120 km cuadrados, 140 km cuadrados, 160 km cuadrados, de tal manera que una perspectiva más hacia adelante es de tener resultados halagadores. En este sentido, estos arreglos serían replicados en esas superficies, de tal manera que yéndonos al extremo, ¿cuántos arreglos de este tipo cabrían en 128 km cuadrados, en 130 km cuadrados, en 140? Entonces es una primera aproximación.

No es con un pozo que van a recuperar 71 millones de barriles, es con este esquema que es una primera aproximación planteada para la etapa de desarrollo, puesto que un pozo en los recursos no convencionales pues prácticamente si es exploratorio, es el pozo piloto, como sabemos es el pozo horizontal. Y además, inmediatamente, se vuelve prácticamente un pozo de producción y que se repercutiría de manera prácticamente inmediata en todos estos arreglos que están planteando en cada una de las áreas.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más por claridad. Al principio comentó que cada pozo iba a incorporar 14 millones de barriles. ¿Eso no verdad? Empezó así comentando que cada pozo...

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- Ese es el promedio de cada asignación, pero en el total de pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora, yo creo que sería bueno que esa respuesta se escuchara en el micrófono, porque yo creo que no se escuchó.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Si, para hacer esta precisión, me gustaría comentar que en efecto lo que se está presentando en el escenario actualizado es que se incorporarían alrededor de 14 millones por cada asignación.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿14 millones de qué?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- 14 millones de barriles de aceite nada más, que son más o menos lo que estamos presentando en la otra, en la gráfica, pero ahí se presenta ya todo el crudo equivalente. En este caso hablamos de 14 millones de aceite ligero por asignación y el número de pozos varía entre 30 y 45 pozos, además del pozo exploratorio. Ese sería el escenario que se está presentando en estos términos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo algo que hay que enfatizar es que esa reserva va a ir creciendo en la medida que se van perforando más y más pozos. No es una definición que se hace como los convencionales, en donde hay posibilidad de incorporar por la continuidad hidráulica. Aquí es pozo por pozo.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE EVALUACIÓN DE CONTRATOS Y ASIGNACIONES, MAESTRO JESÚS SALVADOR CARRILLO CASTILLO.- Así es. Como comentaba el doctor, esto es lo que se incorporaría de la prueba piloto. Ya en un futuro desarrollo se vería la manera de replicar estos arreglos que vemos en pantalla y que se desarrollaría mucho más el potencial del área ya en su totalidad.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Perfecto. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo creo que es importante insistir – ya lo decía el Comisionado Gaspar Franco – que estas cifras, estos 14 millones por asignación, 71 millones si tomamos en cuenta la totalidad, las cinco asignaciones, pues son escenarios, son proyecciones, son en todo caso lo que el asignatario está calculando con un escenario particular, pero pues estamos en la etapa primaria de la exploración. Es decir, estas cifras habremos de ir las definiendo, habremos de ir las acotando, en la medida que el proyecto avance.

Yo creo que es importante nada más dejar clara esta idea porque me parece que ahorita se está hablando ya como de millones de barriles que se incorporara a la reserva. Y yo creo que es importante, digamos, insistir en lo que ya se había dicho que es una etapa primaria, que si en efecto Petróleos Mexicanos descubre el recurso no convencional que estaría explorando, vendría un plan de evaluación, vendría un plan de desarrollo, nos definirían con mucha mayor precisión cual es el diseño de la perforación que llevaría a cabo y entonces creo que ya estaríamos en condiciones de hablar de una posible incorporación de reservas y demás.

Yo la verdad creo que hoy por hoy hay que insistir que es una etapa primaria de exploración y en la que es complicado hoy pues pensar en cuantos millones de barriles se van a incorporar a la reserva.

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



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ACOSTA FÉLIX.- Muy breve Presidente, gracias. Hemos comentado en varias ocasiones en el Órgano de Gobierno que la regulación en materia ambiental de recursos no convencionales aún no se ha expedido por parte de la autoridad competente. Y es pertinente hacer la aclaración que en este momento no estaríamos haciendo ninguna autorización en lo particular, estamos aprobando un plan de exploración el cual posteriormente tendrá autorizaciones específicas para la realización/ejecución de perforaciones de pozos.

En ese momento deberá ya de existir la regulación correspondiente, es decir, estamos hablando nada más de un plan y cuando venga la autorización entonces si deberemos de tener vigente la normatividad en materia ambiental en lo que toca a recursos no convencionales.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, muy importante precisión. Pues aquí se está poniendo a consideración un plan, pero los trabajos van a requerir autorización posterior y para entonces se tendrá la regulación de la autoridad correspondiente, que es la Agencia de Seguridad Industrial y protección al Medio Ambiente. Doctor Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Quiero aprovechar un poco los comentarios del Comisionado Acosta y hacer comentarios en relación a lo que es el fracturamiento hidráulico y las cuestiones que tienen que ver con el medio ambiente.

El fracturamiento hidráulico no es algo nuevo, es algo que anda en la mente de la gente que puede generar muchos problemas. El fracturamiento hidráulico se empezó a hacer en los pozos en el año 1948. Hay millones de pozos fracturados hidráulicamente en Estados Unidos para yacimientos convencionales. También hay una falsa creencia que el fracturamiento hidráulico es para no convencionales. También lo es para los convencionales y en la región norte en México muchos pozos tienen que ser fracturados hidráulicamente y son convencionales. Lo que pasa es que la roca es muy compacta. Y bueno, esta tiene, decimos... la técnica es muy conocida a nivel internacional.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

¿Cuál es la diferencia con los no convencionales? Que el fracturamiento hidráulico es mucho más masivo, requiere mucha más agua, requiere mucha más arena, requiere otro tipo de formato para hacerse en el campo. Petróleos Mexicanos a la fecha ha perforado 22 pozos convencionales, no convencionales perdón,

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿Cuántos llevan, perdón?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 22 no convencionales, no convencionales. Y ha hecho fracturamiento hidráulicos en miles de pozos convencionales. El problema del agua: Creo que es importante comentar que se ha buscado, en la medida que la tecnología ha ido avanzando, que se recicle, que no genere daños ambientales o que compita con la población.

No me quiero tomar mucho tiempo, simplemente es darles una visión a toda la gente al interior y a la gente que nos escucha de que la CNH tiene regulación. Tiene regulación en la parte integral de pozos que cuida que el fracturamiento hidráulico se lleve a efecto con los mayores cuidados de tal forma que se asegure el que no pueda haber daños a los acuíferos o que no pueda haber daños a la salud, porque todos los productos químicos que se manejan se manejan en circuitos cerrados y se procesan en la forma adecuada.

Petróleos Mexicanos – como decía – ha perforado 22 pozos en áreas no convencionales, todos los ha hecho en la Cuenca de Burgos. Estos nuevos pozos, estas nuevas exploraciones van a Tampico-Misantla, que es en donde hay la mayor cantidad de reservas no convencionales pero que tienen la mayor cantidad de líquidos. Y, bueno, de los pozos que se han perforado una buena cantidad de ellos han sido en la formación Ilford. La formación continua del lado de México y han resultado de los 22 pozos, 11 de ellos se hicieron en la formación Pimienta y los otros 11 en Ilford y han tenido resultados interesantes: 11 productores de gas, de ellos son 7 en Ilford y tienen gas y condensado que es importante para este tipo de explotación porque en la medida que hay más condensados, que hay más líquidos, esto permite una mejor rentabilidad.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces, bueno, creo que es muy útil el comentario del Comisionado Acosta en el sentido de que no estamos autorizando aprobación de pozos, estamos autorizando una estrategia general, un plan de exploración. Y que si de alguna forma aquí en este Órgano de Gobierno en meses pasado ya se dieron autorizaciones de pozos no convencionales, no se han realizado. Y que la ASEA ya está muy, muy, avanzada en sus lineamientos y que ha habido una colaboración estrecha entre todas las entidades gubernamentales, Secretaría de Energía, ASEA, CONAGUA, CNH, para asegurar que las cosas se hagan de la forma adecuada y que no se presente ningún problema de los que mucha gente de la población piensa que se podría llegar a dar. Entonces, evitar daños a los acuíferos, evitar daños a la salud, evitar fugas de metano que afecten al medio ambiente y que sean dañinas para los seres humanos.

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

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quería hacer un comentario aquí al comentario del doctor Néstor. Recientemente estuvo visitándonos la primera, ex primera ministra de la provincia de Alberta en Canadá y le hicimos la pregunta sobre los no convencionales. Y dijo ella, "bueno, la mayor parte de lo que nosotros producimos de petróleo y gas es no convencional". Dice, "estamos produciendo tres millones de barriles de petróleo equivalente diarios". Es 50% más de lo que produce México. Y le preguntamos, "¿y cuantos pozos no convencionales tienen ustedes?" 280 mil. Ok. O sea que han entrado en una fase de crecimiento acelerado que probablemente tengamos nosotros que explorar. Y ellos tienen una legislación muy muy drástica para el control, digamos, de tipo ambiental.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias por el apunte, muy buena estadística. Por favor doctor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está muy bueno ese ejemplo. Decimos 60.2 billones de petróleo crudo equivalente recurso prospectivo. ¿Qué significa eso? Significa más de lo que ha producido Petróleos Mexicanos en toda su vida desde el año 38, por eso son tan importantes.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias colegas Comisionados, ¿algún otro comentario? Bien. Secretaria, damos lectura por favor a la propuesta de acuerdo.”

El Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las resoluciones y los acuerdos siguientes:

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.55.001/16**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0381-M-Pitepec.

#### **ACUERDO CNH.E.55.001/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la Asignación AE-0381-M-Pitepec.

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.55.002/16**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0382-M-Amatitlán.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.55.002/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0382-M-Amatitlán.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.55.003/16**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0385-M-Soledad.

### **ACUERDO CNH.E.55.003/16**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0385-M-Soledad.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK TREE



SAFETY

### RESOLUCIÓN CNH.E.55.004/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0386-M-Miahuapan.

OAK TREE



SAFETY

OAK TREE

### ACUERDO CNH.E.55.004/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0386-M-Miahuapan.

r

d.

n

OAK TREE



### RESOLUCIÓN CNH.E.55.005/16

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y se pronuncia respecto del Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0388-M-Miquetla.

g



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ACUERDO CNH.E.55.005/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII, 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 44 fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos, 13, fracción II, inciso f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite dictamen técnico y aprueba el Plan de Exploración propuesto por Pemex Exploración y Producción para la AE-0388-M-Miquetla.

Y  
“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- En la resolución, colegas, pongo a su consideración la recomendación que yo apoyo del doctor Comisionado Moreira sobre la observación que hizo en la rentabilidad de los proyectos y la conveniencia que vemos de que puedan ser desarrollados bajo la figura de migración con socio, que finalmente es una decisión de PEMEX pero la observación se me hace muy atinada. Ustedes estarían de acuerdo incorporar eso como una recomendación.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Claro que sí. Yo tengo una pregunta: ¿éstos son CIEPS, o cómo están considerando esa migración?

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Precisa Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- No. Son asignaciones de PEMEX que opera PEMEX directamente.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFETY

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Que opera PEMEX directamente, ok, perfecto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- A ver, a ver, comentario por allá Directora.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- En estas áreas si hay un CIEP vigente, pero en la parte convencional, en la parte de Chicontepec.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero no se hace extensivo? Esa es la pregunta.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- No se hace extensivo. El plan se presenta por el asignatario, en nombre del asignatario, sin un contratista de CIEP involucrado.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Ahora. Con CIEP o no con CIEP creo que la recomendación del doctor Moreira se sostiene.

DIRECTORA GENERAL DE ESTADÍSTICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA, MAESTRA MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO.- De acuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- ¿No? Lo pongo a su consideración Comisionados si esta recomendación la podríamos agregar en nuestra resolución. Comisionado Franco.

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Habría que analizar la posibilidad de migrar con socio, porque acuérdense que hay otro tramite que tiene que hacer.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- No, no, sin duda. Qué bueno que lo precisa Comisionado. La decisión es de Petróleos Mexicanos, aquí es simplemente se recomienda analizar el que esto



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

pueda ser desarrollado a través de una migración con socio y naturalmente es decisión de Petróleos Mexicanos y tendría que atravesar los procedimientos y las instancias correspondientes. Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, una propuesta. Quizá esa recomendación o sugerencia quizá pudiéramos incluirla en el oficio con el que se le notificaría las resoluciones a Petróleos Mexicanos. Porque como ya todo mundo dijo es una decisión del asignatario, es una decisión de PEMEX, entonces ponerla en la resolución me parece que pudiera estar más allá de lo que en estricto sentido tendríamos que resolver como Órgano de Gobierno. Pero sin duda como recomendación creo que en el oficio pudiera constar, más allá de lo que se dijo aquí en la sesión.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Les parece bien que en el oficio en donde se comunica la resolución, en donde lo que se está resolviendo es la aprobación a los planes de exploración, pueda incorporarse esta recomendación del Órgano de Gobierno para ser analizada como dice el Comisionado Franco.

Y COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Yo agregaría que es muy prudente que lo analicen dado que aquí conviven parte no convencional con convencional. Entonces es una parte del análisis que se tendría que...

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Se tiene que tomar en cuenta. Bien. Entonces con ese acuerdo si les parece, y ya resolvimos aprobar este acuerdo, bueno, con eso quedarían estos cinco proyectos de exploración."

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:45 horas del día 13 de octubre de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Quincuagésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

Juan Carlos Zepeda Molina  
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

Héctor Alberto Acosta Félix  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Gaspar Franco Hernández  
Comisionado

Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva