



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

CUADRAGÉSIMA SÉPTIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 9:09 horas del día 8 de agosto del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez, Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaría Ejecutiva mediante oficio número 220.0649/2019, de fecha 7 de agosto de 2019, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

La Comisionada Porres informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaria Ejecutiva, por lo que con fundamento en el artículo 54 del Reglamento Interno de la CNH, propuso al maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, Director General Adjunto del Secretariado Técnico, para que funja como Secretario en esta sesión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

A continuación, la Comisionada Porres preguntó al Secretario designado para esta sesión, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

Habiéndose verificado el quórum, la Comisionada Porres declaró instalada la sesión y se sometió a consideración del Órgano de Gobierno el Orden del Día, mismo que fue aprobado por unanimidad, en los siguientes términos:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Bedel-101EXP.
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud a Hokchi Energy, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tolteca-1EXP.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga del periodo adicional de evaluación presentada por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A10/2016.
- II.4 Opinión que emite la Comisión Nacional de Hidrocarburos a la Secretaría de Energía sobre la modificación de 6 Títulos de Asignaciones.
- II.5 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto del otorgamiento de 64 Asignaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Bedel-101EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al ingeniero Raúl Ortiz Salgado, Jefe de Departamento en la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniero Ortiz, por favor.

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, ING. RAÚL ORTIZ SALGADO.- Buenos días Comisionada, Comisionados, compañeros de la CNH. Con la venia de la doctora Porres, expongo ante ustedes la autorización de la perforación del pozo exploratorio terrestre Bedel-101EXP del operador petrolero Pemex Exploración y Producción.

Como fundamento legal tenemos la Ley de Hidrocarburos, la cual faculta a esta Comisión para emitir autorizaciones en perforación de pozos; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que nos da atribuciones para los Órganos Reguladores; Reglamento Interno de nuestra Comisión, el cual establece la facultades para que el Órgano de Gobierno y para cada una de las Direcciones Generales en esta Comisión; y por último, los Lineamientos de Perforación de Pozos, los cuales establecen los requisitos y procedimientos para la autorización de la perforación del pozo.

Bueno, como datos generales tenemos que el número de la Asignación del pozo es el AE-0040-2M-Tesechoacán-02 que previamente fue autorizado



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

por este Órgano. La clasificación del pozo es un pozo exploratorio en nuevo yacimiento. El objetivo que tiene a alcanzar es el Mioceno Medio con una profundidad del objetivo a disparar de 3,325 a 3,355 desarrollados. Se espera un hidrocarburo de 27 grados API, lo cual representa un aceite medio. La temperatura y presión del yacimiento es de 92 °C y la presión de 5,571 psi, lo cual nos indica que es un pozo convencional. El tipo de pozos se va a perforar desviadamente tipo "J" y se va a alcanzar una profundidad total de 3,535 en desarrollados, lo que equivale a 3,490 en verticales. Se espera empezar la perforación el día 24 de agosto del año en curso para terminar la misma el 10 de octubre, lo cual indica que son 47 días. Y en la terminación empezaría el día siguiente que es el 11 de octubre para finalizar el 30 de octubre, lo cual representa 20 días, que en total son 67 días. El costo total de la perforación tendrá un valor de 175 millones de pesos. Disgregados, la perforación es de 145 millones y la terminación de 30 millones de pesos.

Se va a perforar con un equipo de perforación terrestre diésel eléctrico que es contratado en este caso por el operador petrolero IPC-511. Tiene una potencia en el malacate de 2,000 HP, una capacidad máxima de perforación de 7,000 metros y tiene unos preventores de 10,000 psi, lo cual se ajusta al diseño que realizó el operador. En la parte derecha superior observamos el pozo Bedel-101 las coordenadas de superficie como los pozos de correlación. Cabe recalcar que el pozo Bedel la relación que tiene con el campo Bedel son las condiciones geológicas. A pesar de que Mixtán está más cerca, Mixtán es productor de gas y condensado mientras que Pálmara, El Treinta, Gasífero y Bedel son de aceite. Dentro de las Asignaciones, como vecinos se tiene al mismo Pemex y aproximadamente a 40 km se tiene a un contratista, lo cual no representa que compartan yacimientos o alguna interferencia dentro de ellos. El recurso prospectivo que se espera es de 9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y se tiene esperada una probabilidad de éxito geológico de 27%. La siguiente por favor.

La trampa. La trampa corresponde a una estructura combinada con una orientación Suroeste-Noreste. Está limitada por una falla inversa hacia el Noreste y por un cambio de facies en las demás direcciones, por lo cual el tipo de trampa no representa algún riesgo en la ingeniería o diseño del pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro del diseño del mismo, observamos en la parte derecha el estado mecánico principal, así como un estado mecánico en donde ponen sus TR de contingencia. Es decir, el operador está manifestando a futuro si llegara a tener un problema qué es lo que podría hacer para prevenir tal. El estado mecánico principal está compuesto de cuatro etapas, las cuales son la TR de 20" que sería el conductor. La superficial es una TR de 13 3/8" que va asentada a 960 metros. Una TR intermedia que va a 2,300 y por último la TR de explotación que va asentada a 3,533 metros desarrollados. Dentro de su ventana operativa que se encuentra representada en el carril de al lado, vemos que la ventana es bastante amplia. No representa un riesgo por lo mismo de que el pozo es somero. Dentro de su columna geológica pues se observa que el Mioceno es el de interés y pues realmente no hay una zona de presiones anormales. Entonces realmente el pozo en su construcción es sencillo y no representa un gran riesgo.

Dentro de los elementos de evaluación, en cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos, se establece que el operador hizo el cumplimiento de los requisitos y elementos del artículo 27 de los lineamientos, aparte de un soporte técnico para el diseño de este pozo. Se acreditaron los elementos que permitan alcanzar estos objetivos geológicos. Y como les comentaba, el pozo Bedel fue considerado dentro de la modificación al Plan de Exploración que fue presentado el 6 de agosto mediante una resolución CNH.E.45.001/19. Dentro del alcance que hizo el operador, se utilizó la tecnología que pudo ayudar a que se completara este diseño y fue el acorde para tal. Dentro del cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la perforación de este pozo acelerará el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Si es exitoso, contribuirá a la reposición de reservas de hidrocarburos. Y como lo manifesté en el artículo 32 de los lineamientos, el operador hizo acorde de su tecnología para alcanzar el éxito en la perforación de este pozo. Dentro de lo que yo mencioné, es todo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero.
¿Algún comentario Comisionados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Tengo un comentario.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Creo que hay que matizar un poco eso de que es un pozo muy sencillo. Digo, bueno, si lo comparamos con algunos otros, definitivamente es así. Pero aún este tipo de pozos que no tienen presiones anormales que son pozos normales, requieren de alta tecnología, requiere de gran experiencia como la tiene Petróleos Mexicanos. Entonces creo que eso es importante decir, porque pues perforar un pozo no es una cuestión trivial. ¿No? Requiere muchas ramas de la ingeniería y fundamentalmente de la parte de la ingeniería petrolera en el área de perforación.

Lo siguiente es una pregunta y ayer salió a colación, la doctora Alma América lo preguntaba. ¿Por qué le pusieron ese nombre? Porque no pertenece, lo explicaron al principio. Es un pozo que va a perforar, es un pozo exploratorio a un nuevo yacimiento y en la exposición ingeniero comentó que está más cerca de otro yacimiento más que de Bedel. ¿Por qué Bedel? Es la misma pregunta de ayer con otros nombres.

JEFE DE DEPARTAMENTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, ING. RAÚL ORTIZ SALGADO.- Dentro de por qué se utilizó el nombre Bedel, el operador manifestó que las condiciones geológicas y de hidrocarburo son similares o son las mismas del mismo campo Bedel. Aparte, se va a ocupar la infraestructura de superficie en conducción y transporte, si algún día es exitoso, para, vamos, para utilizar la misma. Dentro de lo que tenemos de campos cercanos a Bedel, como mencionaba, está Mixtán, pero Mixtán es productor de gas, por lo cual no tienen ningún acercamiento geológico dentro de lo que es Bedel. El operador por ello manifestó tal usar el nombre, más que nada a futuro va a ser parte del mismo campo, una extensión tal.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Sí. Quisiera agregar un poco, hacer un comentario. Dentro del punto de vista geológico, está dentro de la misma secuencia que Bedel, inclusive que Gasífero. Sin embargo, en este tipo de yacimientos son yacimientos que tienen una componente de tipo estratigráfico muy alto. Entonces el nombre de 201, 301 o 101 siempre se ha adjudicado a aquellos bloques adyacentes, pero estructuralmente. Aquí sí hay alguna falla, pero no es una limitante, pero sí estratigráficamente sí



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es otro cuerpo estratigráfico, pero en la misma secuencia sedimentaria. No sé si me expliqué. Pero entonces desde el punto de vista geológico sí va vamos a decir al mismo play ya establecido por Bedel y la infraestructura igual. O sea, como lo comentó el ingeniero Raúl, pues sí, algunos de los campos que estamos viendo ahí son productores de gas. Por cierto, la pregunta de ayer sobre la parte por qué tenemos gas y tenemos aceite arriba. Básicamente es una discordancia y se está infiriendo que son etapas de migración diferentes lo que separa eso. Geológicamente es una discordancia.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, definitivamente no pasa nada si tiene ese nombre. Pero si eso fuera la regla, entonces Sihil se debe llamar Cantarell. ¿No? Porque pertenece a la misma formación geológica, utiliza la misma infraestructura. Para cuestiones ya de la extracción, ojalá y esto tenga éxito, va a haber confusión porque va a haber pozos Bedel que corresponden a diferentes yacimientos y cada yacimiento debe tener un plan de explotación de tal forma que maximice el valor. Y así lo está haciendo Petróleos Mexicanos por ejemplo para el caso de Sihil y de Cantarell y otros yacimientos más, por ejemplo, Teotleco con Cactus, etc., etc., etc., etc. Entonces bueno, no pasa nada, pero seguramente van a tener que tener más cuidado los de ingeniería de yacimientos durante el análisis de toda esa información y la tienen, no hay ningún problema. Pero pues dejo en la mesa la inquietud que se planteó desde ayer por la doctora Alma América de pues hacer un comentario que ojalá y tuvieran algún razonamiento que diera la posibilidad de agregar valor más adelante y que todas las cosas fueran más simples. No pasa nada con el nombre, le pueden llamar como gusten, pero tenemos alguna nomenclatura y a lo mejor habría que revisar esa nomenclatura si es la más correcta, pero sí, definitivamente en la parte de la extracción pues podría generar alguna confusión. Pero bueno, no pasa nada nuevamente.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Nada más para complementar. Yo estoy totalmente de acuerdo aquí con el doctor Martínez. Creo que parte de nuestros lineamientos a nivel de pozos tuvo ese objetivo y nosotros dentro de la revisión que tenemos que hacer, yo por eso ayer hice énfasis que si nos llegaba a pozos se nos podía pasar, que es el caso. Creo que parte de la revisión es ver la congruencia que tendríamos que tener de si nosotros vamos a un nuevo yacimiento, como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es el caso y ustedes mismos lo comentaron, dice un nuevo yacimiento. Si en este caso fueran dos campos, que están a una distancia pues bastante grande digamos en estos de varios kilómetros y ojalá en este caso fuera exitoso el Bedel-101EXP, el campo se tendría que llamar Bedel también. Entonces tendríamos dos campos con distancia de kilómetros llamándose Bedel y con un desarrollo que entonces aparentemente tendríamos que ponerlo en conjunto con el campo que ya está desarrollándose.

Entonces creo que sí es un proceso que tenemos que revisar cuando se autoriza cada uno de los pozos porque sí se debe de revisar la clasificación y el nombre. ¿No? Entonces creo que es algún trabajo que vamos a tener que hacer de una manera un poco más cuidadosa para que no nos esté pasando lo que nos está pasando en este momento. O sea, cuando el campo está adyacente creo que no hay problema. ¿No? Y nos ha pasado. O más profundo, igual, creo que no hay problema. Pero cuando la distancia entre los posibles yacimientos son varios kilómetros como lo que vimos ayer y lo que estamos viendo el día de hoy, yo creo que sí debería de estar una regla de que pues ya se debe de llamar de otra manera.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro. Si, tiene razón doctora. En los lineamientos efectivamente tenemos que dejar claro ese tipo, vamos a decirlo de ambigüedades que tenemos ahorita donde podemos tener efectivamente hasta dos o tres estructuras o yacimientos diferentes a varios kilómetros. También tenemos por ahí el anexo 3 de nuestros lineamientos donde, aun con la autorización de este nombre, posteriormente podría sufrir un cambio. ¿No? No sé si el ingeniero Alcántara quisiera abundar un poquito más acerca de esto.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Sí. En el anexo 3, como menciona el doctor Monroy, tiene la facultad la Comisión de que en el momento en que se declare algún descubrimiento y fuera un hidrocarburo diferente digamos al que se estaba exponiendo y que de alguna manera como mencionaba el ingeniero Raúl en este caso en determinado momento pudiera utilizar instalaciones para el mismo hidrocarburo porque fueran iguales, no habría problema. Pero en caso de no ser, como pudiera ser este caso, se tendría que buscar ese nombramiento del pozo con las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

consideraciones vigentes en el momento del descubrimiento y podría cambiar de nombre. Así está estipulado, pero hasta que se termine la perforación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sería conveniente que desde el principio lo hicieran.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Totalmente de acuerdo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Por supuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario Comisionados?

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que es importante explicar que eso se daría cuando sean unidades hidráulicamente aisladas, porque pueden tener el mismo aceite. No porque tengan diferente aceite o el mismo aceite son diferentes yacimientos. ¿Sí? En un yacimiento también puedes tener diferencias gradaciones de API, dependiendo del lechado. Entonces más bien es unidades hidráulicamente aisladas, o sea, yacimientos diferentes en lenguaje llano.

DIRECTOR GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, INGENIERO JOSÉ ANTONIO ALCÁNTARA MAYIDA.- Es correcto, es correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Que perdón, volviendo, la premisa es esa. Si no, no fuera un pozo exploratorio. Si no hay más comentarios, Secretario nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, con el voto en contra del Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.47.001/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Bedel-101EXP.

ACUERDO CNH.E.47.001/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, emitió la Resolución por la que se autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Bedel-101EXP.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud a Hokchi Energy, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tolteca-1EXP.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Héctor Silva González, Director General Adjunto en la Dirección General de Autorizaciones de Exploración.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Silva.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Buenos días Comisionada, Comisionados. En esta ocasión traemos para su consideración la solicitud de autorización de la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tolteca-1EXP del operador Hokchi Energy, S.A. de C.V. Como antecedentes, el pozo Tolteca se ubica a 4.8 km al noreste del puerto de Coatzacoalcos. En la imagen derecha se puede observar el área contractual dentro del área AS-CS-15 en una posición occidental de la Cuenca Salina del Este, la cual tiene un área aproximada de 263 km² y se ubica en un tirante de agua de 15 a 35 metros. Los objetivos de este pozo son cuatro principalmente. Uno es definir la existencia de una acumulación de hidrocarburos en la trampa en los objetivos identificados. Los objetivos se observan en la diapositiva, son tres. El objetivo Plioceno Inferior, que es un objetivo secundario, y tiene dos objetivos primarios correspondientes al Mioceno Medio. Los intervalos de interés se observan en la misma diapositiva.

El segundo objetivo principal del pozo, no hablando de los objetivos geológicos, sino objetivos de la perforación del pozo, es comprobar la existencia de los recursos prospectivos, refinar la estimación volumétrica para los objetivos principales m1 y m2 e incrementar el conocimiento petrolero del objetivo secundario i1. Este objetivo secundario i1 es importante porque el pozo Xaxamani-1, que se encuentra a 380 metros de separación entre conductores de este pozo, fue el descubridor de ese objetivo y por eso se le denominó al campo Xaxamani. Entonces este pozo, como lo vamos a ver más adelante en la sección sísmica, va a atravesar ese objetivo y además va a buscar los objetivos más profundos del Mioceno Medio, que son los objetivos primarios.

Las presiones y temperaturas de los objetivos geológicos se observan en pantalla, van de 45 a 65 °C y desde 1,335 psi hasta 3,645 psi. La trayectoria de este pozo es un poco complicada, es un tipo “S” modificada. Va a iniciar su KOP a 220 metros. Es decir, 20 metros debajo de la tubería conductora que van a asentar a 200 metros. Va a iniciar con una DLS o con una tasa de construcción de 3.9 grados cada 30 metros hasta alcanzar una inclinación de 32.3 grados. Posteriormente se va a mantener tangente hasta 1,380



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

metros, en donde va a iniciar un segundo KOP para levantar un ángulo hasta 66.3 grados. Después se va a mantener tangente hasta 2,294 metros y ahí va a comenzar a declinar la trayectoria, su inclinación, para terminar con una inclinación de 47 grados y a una profundidad total de 2,600 metros desarrollados que equivalen a 1,843 metros verticales. Por lo tanto, es una trayectoria un poco complicada.

Los tiempos de perforación iniciarían, según lo estipulado por el operador petrolero, el 31 de agosto del 2019 y al 10 de octubre del 2019, lo cual da un tiempo de 40 días y para el abandono del 10 de octubre al 18 de octubre, lo cual son 8 días. En total, son 48 días en perforación y abandono del pozo. El costo total del pozo es de 31 millones de dólares, 31.9 millones de dólares, que están divididos a 29.1 para la perforación y 2.8 para el abandono.

Este pozo se va a perforar como los ha venido perforando el operador petrolero con la plataforma Odin, con la cual se perforó el pozo Acan-1, se perforó el pozo Yaluk, se está perforando el pozo Xaxamani-2EXP y este pozo también lo va a perforar con esta misma plataforma. Tiene una capacidad de tirante de agua de 107 metros con una capacidad máxima de perforación de 10,688 metros y preventores de hasta 15,000 psi. Los pozos que se utilizaron de correlación para la perforación de este pozo son los pozos Luhua, Xicope, Chichini, Ihzaz, Namaca y Xaxamani-1. Xaxamani-1 es su principal pozo de correlación porque está ubicado entre conductores a 380 metros y el pozo que actualmente se está perforando que es el Xaxamani-2DEL. Las distancias del conductor a los límites del área contractual son de 9.2 km al Norte, 1.9 km al Sur, 3.1 al Este y al Oeste de 16.3 km. La trayectoria del pozo tiene un desplazamiento casi al Norte franco, sería al Noroeste. Por lo tanto, no se observa que el pozo se vaya a salir del área contractual. Para este pozo se estima un recurso prospectivo de 32.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una probabilidad de éxito geológico de 15%.

En la siguiente diapositiva lo que se puede observar es la trampa. Se ven dos láminas, bueno, dos mapas estructurales. El de la izquierda es el mapa estructural correspondiente al objetivo secundario i1. El de en medio es el mapa correspondiente a la cima del mapa estructural del m2 y en la parte derecha se observa una línea sísmica. Como se observan en los dos mapas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estructurales, el tipo de trampa es un anticlinal. Es un anticlinal, está atruncado por una falla inversa. Si me permiten, esta es la primera falla inversa que truncaría o la misma falla inversa que truncaría la estructura de la cima del objetivo i1. Esta sería la misma falla inversa que truncaría al anticlinal, pero para el mapa estructural de la cima i2. Además, es un anticlinal asimétrico con orientación Noroeste-Sureste. En la parte este se ve truncado precisamente por buzamiento de capas y en la parte superior por capas arcillosas de básicamente lutitas, intercalaciones de arenas y lutitas.

En la parte derecha se puede observar la trayectoria del pozo. Este es el pozo Tolteca-1EXP. Como les comentaba, es una trayectoria tipo "S" modificada. Su inclinación final serían 47 grados. Los objetivos primarios es la cima de las arenas m2 y m1 que se ven en color amarillo y en color verde y el objetivo secundario es la cima de la arena i1 que se observa en la línea sísmica en color rojo. Esta es la trayectoria del pozo más cercano de correlación que actualmente se está perforando, que es el pozo Xaxamani-2EXP. Y como ven, se puede observar también en las cimas de los mapas estructurales. El pozo Tolteca atraviesa esta falla y cae en un bloque adyacente y distinto al pozo, a lo que encontró el pozo Xaxamani-1EXP y el pozo Xaxamani-2DEL. En la siguiente diapositiva lo que se puede observar propiamente ya es el diseño del pozo.

En la columna de la izquierda se observan las formaciones geológicas que van a atravesar. Los objetivos del pozo, el secundario, el objetivo i1, los objetivos primarios, el m2 y el objetivo m1. En la parte central la arquitectura del pozo son cuatro tuberías de revestimiento, un conductor de 30" a 200 metros, una tubería superficial de 13 3/8" a 600 metros y una tubería de 9 5/8" de producción a 1,000 metros. La última sección se va a perforar con agujero descubierto.

En color rojo se observa la curva de presión de poro, en color azul se observa la línea de gradiente de fractura. Lo que se observa de manera errática es la curva de colapso y en forma de escalera en la parte central de la curva de presión de poro y fractura se observan las densidades programadas del pozo. De acuerdo a lo manifestado por el operador petrolero, este pozo se va a evaluar por medio de registros eléctricos, toma de información por medio de análisis de fluidos para análisis PVT y no se va



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a realizar prueba de producción. En caso de que sea exitoso el pozo, se abandonaría de manera temporal. Si el pozo no es exitoso, se abandonaría de manera definitiva.

Cabe mencionar que este pozo también está condicionado su perforación de este pozo de acuerdo a lo que manifestó el operador petrolero. En su plan de perforación está condicionado al éxito de la perforación del pozo Xaxamani-2 de desarrollo y más que a la perforación sería a la prueba de producción exitosa de este pozo. Como recordemos, este pozo tiene los mismos objetivos geológicos que el pozo Xaxamani-1, pero en su prueba de producción considera la utilización de empacadores de arena para evitar que durante la producción se colapse el pozo. Considera adicionalmente bombeo electrocentrífugo, un sistema artificial de producción. Y en función de las pruebas, del resultado de la prueba productiva del pozo, si es exitoso se perforaría el pozo Tolteca-1EXP.

En la siguiente diapositiva lo que se observa son los elementos que la Dirección General de Autorizaciones de Exploración utiliza para la evaluación de la perforación de los pozos para el diseño de los pozos. Uno de ellos es el cumplimiento del artículo 32 de los lineamientos. En específico, en el artículo 27 se establecen cada uno de los requerimientos que se utilizan para la evaluación de las solicitudes de perforación del pozo, los cuales dan respaldo técnico y soporte al diseño para la selección de las mejores prácticas para la perforación del pozo. Se acreditan los elementos que permitan alcanzar los objetivos geológicos. En este caso, serían los objetivos m1, m2 que son los objetivos primarios y el objetivo secundario el objetivo i1. Adicionalmente, este pozo está considerado en el Plan de Exploración vigente aprobado por el Órgano de Gobierno por medio de la resolución CNH.E.29.004/19 del 31 de mayo de este año.

Por otra parte, en cumplimiento al artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, con la perforación de este pozo se va a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Se contribuirá, en caso de ser exitoso, a la reposición de reservas de hidrocarburos como garantes de la seguridad energética de la nación. Y en ambos casos se cumple la premisa de que se utiliza la tecnología adecuada para la perforación de este pozo. Con esto terminaría mi presentación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Silva. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Una pregunta maestro Héctor Silva referente al abandono. Es del orden de 3 millones de dólares, son 2,862,579 dólares. Ese sería un abandono temporal, ese costo es para el abandono temporal.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Temporal o definitivo, porque, en caso de que se abandone definitivamente, el pozo considera la utilización de un sistema que se llama *mudline suspension* que son unos tapones que se colocan en la parte superior. Se cortan las tuberías, se colocan los tapones y además considera la colocación de tapones de cemento, los tapones de cemento para aislar los objetivos primarios que podrían causar algún influjo en el yacimiento. Y son dos tapones de cemento para el objetivo m1, m2, que se consideran en ambos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso en el abandono temporal.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- En ambos escenarios.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En ambos.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Si se recupera el pozo, lo que va a hacer el operador es colocar un tapón de cemento en la última tubería de revestimiento y abrir un *sidetrack* y moverse a unos cuantos metros. Pero en ambos casos el agujero se taponaría con tapones de cemento para evitar, para dar la – en este caso, ¿cómo se llama? – integridad mecánica del pozo en ambos casos. La única diferencia es que en el abandono definitivo se colocarían, perdón, en el abandono temporal se colocarían estos tapones que le llaman *mudline suspension* que posteriormente se pueden recuperar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ojalá sea un abandono temporal, ¿verdad? Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Yo tengo una pregunta o comentario. Este es exactamente el ejemplo contrario al que acabamos de ver en cuanto a los nombres. O sea, en realidad este pozo sale del mismo pozo, o sea, de la misma plataforma digamos del pozo Xaxamani.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- El 2Del.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Exactamente, del Xaxamani-2Del exactamente. Sin embargo, este lo que hace es irse a objetivos, o sea, a uno de los objetivos y es el primero, sería del mismo yacimiento de Xaxamani y después se va a dos más profundos. Y supongo que, si el primero es exitoso, el primer objetivo es exitoso, sería parte del campo Xaxamani. Ese no sería un nuevo descubrimiento. ¿Verdad?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces ese sería del campo Xaxamani, o sea, sería un delimitador de Xaxamani. O sea, estoy hablándolo geológicamente. Entonces el primer objetivo sería delimitador de Xaxamani y los otros dos objetivos, dado que ningún pozo de Xaxamani llegó a esa profundidad. ¿O sí llegó a esa profundidad?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- No los probó, no, no llegó.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Entonces serían nuevos descubrimientos y se llamaría el campo...

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO EN LA DIRECCIÓN GENERAL DE AUTORIZACIONES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO HÉCTOR SILVA GONZÁLEZ.- Tolteca.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Tolteca. Pero entonces estarían conviviendo dos campos, algo como lo que pasa en Sihil y Abkatún.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Cantarell.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Cantarell. O sea, Cantarell y Sihil. O sea, que el de abajo se llamaría con un nombre y el de arriba se llamaría. Entonces, o sea, es un poco lo que yo les estaría pidiendo también a ustedes, o sea, ser congruentes. ¿No? Porque este es el caso exactamente contrario a lo que vimos en el anterior que estando a kilómetros queremos llamarlo igual y este estando casi ubicados en un sitio, o sea, muy cercano, pero más profundo, inclusive probando el mismo objetivo que tenía el otro campo, se va a llamar dos campos diferentes. ¿No? O sea, estamos siendo no congruentes con las definiciones que estamos teniendo. Yo sé que el operador tiene la manera de decirlo, pero también nosotros tendríamos que estar guiando esa parte. ¿No? Si, doctor.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, efectivamente, tal como lo establece doctora. En esta sección vemos que el Xaxamani-2, y el 1 inclusive, la máxima profundidad que llegó fueron 825 metros por la cima, 850 metros talvez el 2. Ahorita en este pozo Tolteca se va hasta, ¿qué? 1,800, casi el doble de profundidad y a otro objetivo geológico. Y aquí es donde efectivamente tenemos que hacer a nivel de los lineamientos creo yo establecerlo más claro.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está en los lineamientos, ya está en los lineamientos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, pero tiene la libertad el operador de poner el nombre y después nosotros.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ser congruentes, no, y nosotros tenemos que revisar esa congruencia. O sea, por eso digo los que estamos siendo incongruentes somos nosotros, no ellos. O sea, por eso digo que hay que llevar cierta congruencia en la parte de los nombres y de la clasificación que nos estén haciendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Así es.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por eso digo que este es exactamente lo contrario que vimos hace un rato. Pero bueno, era comentario. Si no hay más comentarios, Secretario nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.47.002/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la autorización a Hokchi Energy, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tolteca-1EXP.

ACUERDO CNH.E.47.002/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción IX, letra a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se autoriza a Hokchi Energy, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tolteca-1EXP.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la prórroga del periodo adicional de evaluación presentada por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A10/2016.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al maestro Alfonso Reyes Pimentel, Director General de Seguimiento de Contratos.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Alfonso.

DIRECTOR GENERAL DE SEGUIMIENTO DE CONTRATOS, MAESTRO ALFONSO REYES PIMENTEL.- Comisionados, Comisionada, buenos días. El día de hoy ponemos a su consideración la prórroga al periodo adicional de evaluación solicitada por la empresa Oleum del Norte respecto del contrato CNH-R01-L03-A10/2016, que corresponde al campo La Laja. La siguiente por favor.

Con fundamento en el artículo 51 de los Lineamientos de Planes, los contratistas tienen la opción de solicitar por escrito libre a la Comisión la prórroga al periodo de evaluación. Esta la tienen que hacer con por lo menos 60 días naturales de anticipación a la conclusión de dicho periodo. Se aclara que esta prórroga no corresponde a una modificación al Plan de Evaluación o al Programa de Evaluación en el caso que corresponda y se debe a cuando el contratista no puede concluir las actividades que tiene programadas por causas no imputables a él. En el transitorio undécimo de los mismos lineamientos, se estableció que para los contratistas o asignatarios que tuvieran un Programa de Evaluación vigente a la entrada en vigor de dichos lineamientos, les aplicaría el artículo 51, como es el caso de la ronda 1.3. Y el transitorio quinto establece que los que se tenían o los que se tienen aprobados y vigentes como Planes de Evaluación, se entenderán en términos de los Lineamientos de Planes como Programas



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Evaluación, por lo tanto, son sujetos de lo establecido en el artículo 51 de estos lineamientos. La siguiente por favor.

El contratista Oleum del Norte para el campo, para el área contractual correspondiente al campo La Laja, el periodo de evaluación concluyó el 19 de julio del 2019. Sin embargo, el contratista solicitó de acuerdo a los plazos establecidos en el transitorio undécimo la prórroga a dicho periodo de evaluación. El análisis que se hizo en la Comisión corresponde en tres etapas. La primera es respecto del estatus del contrato y del Programa de Evaluación. Se analizaron las actividades ejecutadas en comparación con las programadas en el Programa de Evaluación, el avance en el Programa Mínimo de Trabajo y su incremento y los compromisos adicionales y el estatus de trámites y permisos de los contratistas.

Respecto de la procedencia de la prórroga, se analizó la vigencia del periodo de evaluación objeto de la prórroga, el tiempo en el cual el contratista solicitó dicha prórroga, que fue con por lo menos cinco días de anticipación a la conclusión del periodo de evaluación en términos del transitorio undécimo de los Lineamientos de Planes. También analizamos las causas del retraso, que son las manifestadas por el contratista para solicitar dicha prórroga. También con esta solicitud del contratista hicimos la revisión del expediente que tenemos aquí en la Comisión respecto de estas causas no imputables al contratista que dieron lugar a esta solicitud. Y finalmente se analizó la no imputabilidad al contratista de estas causas. Respecto de las características de la prórroga, esta prórroga es para concluir las actividades que ya tiene contempladas en el Programa de Evaluación, por lo que el contratista presentó un cronograma para concluir dichas actividades y finalmente como conclusión el contratista debía justificar el tiempo solicitado como prórroga para la conclusión de esas actividades en función del cronograma presentado. La siguiente por favor.

Derivado de lo anterior, se observó lo siguiente. Que la solicitud de prórroga fue presentada por el contratista mediante escrito libre como lo señala el artículo 51 de los Lineamientos de Planes, que esta prórroga prevé la conclusión de las actividades ya contempladas en el Programa de Evaluación o Plan de Evaluación aprobado y vigente. El contratista señaló las causas por las cuales resultó imposible la conclusión de estas actividades aprobadas en el Programa de Evaluación. Y por lo tanto o por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

lo anteriormente expuesto, las Unidades Técnicas de Extracción, de Administración Técnica de Contratos y la Unidad Jurídica ponen a consideración de los Comisionados la aprobación de la solicitud del contratista. La siguiente por favor. Con esto concluimos la presentación y ponemos a su consideración la solicitud del contratista.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias ingeniero Pimentel. ¿Algún comentario? Secretario, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.47.003/19

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la prórroga del periodo adicional de evaluación presentada por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A10/2016.

ACUERDO CNH.E.47.003/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13, fracción XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 51 y Undécimo Transitorio de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la prórroga del periodo adicional de evaluación presentada por Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. respecto del contrato CNH-R01-L03-A10/2016.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Después de la adopción del acuerdo, el Comisionado Pimentel hizo un comentario:

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Pimentel quiere tomar la palabra.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdóneme doctora, muchas gracias. Colegas, les quiero ofrecer una disculpa. En el tema 1 de asuntos para autorización, el pozo terrestre, pozo exploratorio terrestre Bedel-101EXP de la ponencia de la doctora Alma América yo voté a favor. Les quiero rogar que me permitan cambiar el sentido de mi voto y la razón es la misma que expuse el día de ayer y antier respecto del plazo del vencimiento de la Ronda 0. Este es un pozo que pues evidentemente rebasaría pues el plazo del 27 de agosto y por esa razón, con una disculpa de por medio, yo les rogaría que me permitieran cambiar mi voto, que así se reflejara en la votación respectiva y en el acta desde luego de la sesión, si ustedes no tienen inconveniente. Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Tomamos nota del Comisionado Pimentel y entonces quedaría el acuerdo por mayoría de votos.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias.”

Con base en lo anterior, se hace constar en esta acta el voto en contra, en el Acuerdo del tema II.1.

II.4 Opinión que emite la Comisión Nacional de Hidrocarburos a la Secretaría de Energía sobre la modificación de 6 Títulos de Asignaciones.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Hernández, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias doctora. Comisionados, buen día. Traemos a ustedes la opinión técnica sobre la modificación de seis Títulos de Asignación que solicita la Secretaría de Energía para dar continuidad a algunas Asignaciones. Entonces el fundamento legal que nos asiste para este procedimiento está inscrito en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, además de lo que regula justamente lo que dice la Ley de Hidrocarburos en su reglamento, el propio Reglamento Interno de la Comisión y lo establecido en los mismos títulos, que particularmente está en los términos y condiciones en varios elementos que vamos a ir describiendo.

En este mapa es simplemente un resumen que vamos a ir viendo con mayor detalle, pero aquí se enmarcan justamente las seis Asignaciones a que hacemos referencia en este caso. Es una Asignación que se encuentra en la parte sur de Veracruz, en la cuenca de Veracruz y el resto está en las cuencas del Sureste, tanto una que está en la parte terrestre y el resto que están en la parte de aguas someras. Entonces ahorita vamos a ver más detalles de esto, pero es para enmarcarlo. Entonces en la siguiente está el objeto de la propuesta de esta modificación y es reconfigurar las áreas de estas Asignaciones con el objeto de limitarlas a los polígonos que están aprobados para la evaluación o la extracción de estas zonas. Entonces ahí ven ustedes la lista de las seis Asignaciones que son la 0018, 0019, 0020, 0024, 0032 y 0060, en donde los descubrimientos o bien los campos que ya están en esa zona son Kinbe, Koban, Esah, Manik, Cheek, Ixachi y Valeriana. Entonces en este mapa ya ustedes observan que en esta parte la que está en Veracruz pues está Ixachi. En esta parte terrestre en la Asignación 0060 es donde está Valeriana. En la 0019 está Koban. En la 0018 está Kinbe. En la 0024, que es esta, está Cheek. Y en esta 0020 se encuentran dos que es Esah y Manik en la parte norte.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Una pregunta. Estas Asignaciones son de exploración y son Asignaciones de exploración en las que ya el asignatario tuvo descubrimientos.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exactamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Y el objeto, digo, perdón que me adelante, sé que lo van a exponer. Pero digamos el objeto es que el espacio físico del descubrimiento pase a la siguiente etapa que es de evaluación y eventualmente, si son comerciales, de extracción y que el resto de la Asignación que es de exploración pues siga la lógica de Ronda 0 que es el siguiente tema. Es eso, ¿no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exactamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdóneme, nada más para ubicarme. Creo que vale la pena quizá ubicarnos todos. Es ese el supuesto. Muchas gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Ese es el supuesto, exactamente.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Entonces dicho lo anterior vamos a avanzar para dividirlo en dos puntos digamos, porque casualmente ahora son tres Asignaciones que están en la parte de evaluación o mejor dicho que estas zonas están en la parte de evaluación. Tanto Kinbe, Koban y Valeriana están en la fase de evaluación y las otras tres ya tienen Planes de Desarrollo. Entonces simplemente para separarlo lo hicimos así. Entonces aquí ya de una manera más cercana está la parte de Koban. El área, que es el área a la que se reduce esta Asignación de exploración, en este caso la 0019, es el área a la que quedaría. En el caso de Kinbe, que es la 0018, es el polígono rojo el que quedaría. Y en el caso de Valeriana, que es la Asignación 0060 que es la que estaba en tierra, este es el polígono que quedaría. Esos son los tres supuestos y entonces aquí es muy claro cuando lo vemos de manera cuantitativa los porcentajes de reducción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Las áreas pues son amplias, algunas casi hasta 1,000 km², siendo que los polígonos que quedan son ya muy pequeños, los porcentajes de reducción son de arriba del 90%, 92%, 97% y 98% de reducción, lo cual es justamente lo que nos explicaba o lo que decía el Comisionado Pimentel. Entonces para las otras tres áreas, ahora las otras tres Asignaciones, sucede algo muy parecido. En el caso de la 0020 decíamos hace un momento están dos campos, tanto Esah como Manik, que ambos ya tienen un Plan de Desarrollo aprobado. El caso de Cheek que también ya tiene su propio Plan de Desarrollo aprobado y que se encuentra en la 0024 y en el caso de Ixachi, que es la que está en Veracruz, que se encuentra aprobado su Plan de Desarrollo que fue al amparo de la 0032 en este caso. Entonces igual los porcentajes de reducción pues son muy amplios, otra vez arriba del 90%.

En la siguiente vamos a ver entonces algunos elementos, porque no solamente, la Secretaría de Energía no solamente nos solicita la opinión respecto de la modificación de las áreas, sino la opinión respecto de algunos otros elementos que están contenidos en el título y es el caso del término y condición cuarto que hace referencia a la vigencia de las Asignaciones. Entonces ellos proponen este texto que se encuentra del lado izquierdo y nosotros pues lo que observamos es que es factible lo que ellos proponen. Únicamente estamos haciendo la observación para que se tome en consideración el límite económico de estos campos. Como ustedes sabrán o recordarán, pues estos campos ya se aprobó su Plan de Desarrollo y algunos de ellos, en este caso los tres – perdón, dos de ellos – exceden el límite que tiene la Asignación. Entonces simplemente se está haciendo conocimiento de la Secretaría que lo considere para establecer una vigencia diferente en todo caso. Eso es lo que estamos diciendo para en este caso del término y condición cuarto que es para la vigencia en particular. Sí.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Entonces la fecha es a partir de que se tuvo el descubrimiento y se reportó así o a partir de cuándo sería. Perdón, eh, porque acá estoy viendo que es el 27 de agosto del 2014 que es el periodo adicional de la ronda 0, perdónenme, el periodo original.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Si, todas las Asignaciones nacen



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el 27 de agosto de 2014 y entonces se establece la vigencia desde ese momento.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De la Asignación de exploración.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Pero la vigencia no se ha alterado ni se alteraría. El título lo único que está haciendo es reducirse ahora para pasar de los derechos de exploración a los derechos de extracción porque las Asignaciones originalmente son de exploración y extracción. Solamente que se activa digamos el derecho de extracción pues cuando materialices en ese momento.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ah, OK. ¿Entonces se mantendría en sus dimensiones la misma Asignación con un campo dentro de ella?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No. Se reduce las dimensiones solamente al área del descubrimiento, no obstante, la vigencia continúa con la que nació.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK. Pero perdón, otra vez, porque por obvias razones esto es relevante particularmente para mí. Se reduce el área de la Asignación para pasar a la siguiente etapa, que es lo que dice además el sexto transitorio de la Reforma Constitucional, aquella reforma ya vieja. Y lo que dice también es que lo demás deberá revertirse al Estado. ¿Eso sí estamos contemplándolo así? Es decir, el resto del área eso se revierte al Estado o se revertirá.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahorita estamos pasando, o sea, estamos en la primera. O sea, donde hay descubrimiento está reduciéndose al área que se va a evaluar o que se va a desarrollar. Ese es el punto.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK, perfecto. Muy bien.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si. Y entonces por lo que se ha visto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

justamente cuando se han aprobado los Planes de Desarrollo se ha observado que el límite económico del campo descubierto puede exceder el límite que plantea la Asignación, pues ha sido un apunte que este Órgano de Gobierno ha hecho y por eso lo traemos aquí también, para que la Secretaría lo considere.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias, de acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo creo que la propuesta es muy pertinente. Desde el 27 de agosto de 2014 más 25 años llegamos al 2039. En ese sentido, Esah queda dentro de la vigencia y los otros salen. Pero hay que recordar que los planes son dinámicos y lo que es el límite económico hoy puede ser muy diferente dentro de cinco años. Entonces más bien yo creo que la propuesta de la Comisión no debe ser al límite económico que propone el operador, sino el tiempo necesario para que la explotación del yacimiento se lleve en una forma óptima, que maximice el valor. O sea, dejarlo abierto, porque si no pues nuevamente más adelante va a haber la necesidad de irlo modificando.

Va a haber yacimientos o campos o Asignaciones más bien en este caso que vayan más allá de lo que contractualmente o en este caso la Asignación considera. Esto genera asimetrías en general para cualquier operador porque todos los operadores buscarían maximizar su valor en el tiempo de la Asignación o del contrato. Pero las Asignaciones, los tiempos de Asignación y contrato no van necesariamente alineados a las necesidades de explotación del yacimiento que puede ser más o menos tiempo. Entonces va a haber algunos en los cuales el límite económico o el tiempo de explotación sea mucho mayor o mayor vamos a decir, no mucho mayor, mayor que lo que está planteado. Entonces creo que podemos parafrasear esta propuesta en el sentido de que no sean los años que están ahí planteados, sino más bien el tiempo necesario para que la explotación de los yacimientos en las Asignaciones se lleve en la forma adecuada para maximizar el valor económico.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, por favor Comisionado Pimentel.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Yo estoy de acuerdo con la propuesta en el objetivo que se busca y en que evidentemente el plazo de las Asignaciones pudiera quedarse corto respecto del límite económico. No obstante, creo que sí es importante que en aras de darle certeza jurídica al tiempo que estas durarían, creo que es importante definir un año, como se define por cierto en los contratos. En los contratos se define un año y si hay determinados resultados se prevé una prórroga, incluso hasta dos prórrogas. Yo creo que le da certeza. O sea, estoy de acuerdo con el objetivo, pero a mí sí me gustaría definir un año solamente pues porque creo que es nuestro deber pues velar en efecto por que se maximice el hidrocarburo en el tiempo, pero dejarlo abierto me parece que no ayudaría mucho.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Primero el doctor Faustino y después yo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A ver, doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- En el mismo sentido entonces una propuesta podría ser dejar el año y decir este es el año, sin embargo puede ser modificado de acuerdo cuando se cumpla el límite económico, que puede ser antes o después inclusive y así sí dejamos un año, pero dejamos ese rango pues que es un rango de incertidumbre de hecho en el desarrollo del campo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo quisiera insistir en la asimetría que existe cuando el yacimiento requiere o el conjunto de yacimientos requieren más tiempo que el que tiene la Asignación o el contrato. Porque entonces no tiene certidumbre el operador de que realmente pudiera continuar con la explotación. Y entonces dada esa incertidumbre, pues lo que buscaría es maximizar su valor en el tiempo que se le esté fijando. Yo creo que podríamos ir en la opción que dice el doctor Faustino en poner algún año pues para que tenga la certidumbre que hasta al menos hasta ese año sí va, pero creo que la Secretaría de Energía tendría que ver cómo asegurar que los operadores pudieran tener todo el tiempo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que sea necesario para la explotación del yacimiento. Y me quiero referir específicamente a procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Si para el operador no es conveniente porque tiene una fecha límite un proceso de recuperación secundaria y mejorada, pues los lineamientos dicen que no lo podemos de ninguna forma vamos a decir obligar a que lo haga porque nos puede demostrar que no es rentable. Pero considerando el yacimiento, el tiempo de la explotación del yacimiento total, pues ahí sí podríamos tener una diferente opinión e igualmente el operador podría tener una opinión diferente de poder explotar esos yacimientos en la forma óptima. Entonces bueno, me parece ser que si hay necesidad de una certidumbre jurídica, pues que se ponga un año, pero que siempre haya esta posibilidad o proponerle a la Secretaría de Energía que caso por caso vayan revisando cuánto debería ser la certidumbre técnica para poder hacer las actividades.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Doctor, nada más para apuntar y que yo creo que es algo que nos permitiría conjuntar las dos cosas o las dos propuestas y es que recordar también que el título considera hasta un par de prórrogas. Tiene un mecanismo, el cual establece cuál sería la condicionante para pasar a la prórroga. Uno es que hayas cumplido lo que te exigían hasta la vigencia y la otra es que técnicamente esté justificado continuar con los elementos. Entonces ahorita se marcan hasta dos prórrogas de cinco años y entonces lo que podemos decir es quizás considerar que esas prórrogas pudieran ser mayores, no lo sé. Pero de momento sí estaría capturado y de hecho de que pueda continuar la Asignación en un caso dado en donde el campo lo amerite, la explotación del campo lo amerite.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Pero además de proponer un año posterior. ¿No?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro Massieu.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionada. Comisionados, buenos días. Incluso una propuesta viable podría ser, como se ha comentado, fijar una fecha cierta y de ahí incluso darle al operador la posibilidad de que él sea quien proponga el tiempo en que durará la prórroga con base en la técnica que piensa implementar en ese momento y la información que tenga del yacimiento. Entonces dejas una fecha cierta desde el principio, pero la posibilidad de que exista una prórroga con base en la técnica tal vez de recuperación mejorada o secundaria que en ese momento esté disponible y que le asegure al operador la operación durante un determinado número de años. Entonces de esa forma se logra una certidumbre, pero también la posibilidad de que el operador, valga la redundancia, opere conforme él lo considere. Esa podría ser una opción.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Me gusta la propuesta del doctor Faustino que hemos estado comentando, que parece ser que es la mejor. No sé si el Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No, de acuerdo, de acuerdo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Correcto, adelante.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Lo consideramos. Bueno, entonces si seguimos. Para el caso del término y condición quinto en las Asignaciones la 0018, la 0019 y la 0060 hay un texto vigente en el título actual y hay una modificación que establece la Secretaría de Energía que es simplemente para precisar algunos de los elementos que están inscritos en el título. Entonces es poner algunas de las fechas que ya ocurrieron y asociarlo con los pozos que le dan vida a esos descubrimientos. No es más que simplemente hacerlo preciso lo que ya está. Por eso lo resaltamos en negrita lo que se está proponiendo por parte de la modificación. En la que sigue.

Es algo muy parecido, nada más que en este caso para la 0018, 0019 y 0060, para el término y condición quinto, en este caso para el inciso B. Entonces también estamos haciendo las precisiones respecto de cuándo deberá entregar los Planes de Desarrollo y cuáles son las asociaciones con el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

descubrimiento que se tuvo. Entonces de nueva forma es solamente precisar lo que ya viene en la propuesta. En la que sigue.

Es en el anexo 1. El anexo 1, si recuerdan, habla del área de la Asignación. Entonces lo único que estamos viendo es que la propuesta a la Secretaría pues establece cuáles son la profundidad en este caso, porque los polígonos ya existen y están bien. Solamente la profundidad y aquí no hay ninguna modificación digamos, entonces es nada más para presentarles que estamos de acuerdo con la propuesta de la Secretaría. En la que sigue vemos lo que está asociado con el término y condición primero que tiene que ver con justamente de estas tres Asignaciones, la 0020, la 0024 y la 0032 la Secretaría propone este cambio en donde existían los derechos de exploración y extracción y ahora quedaría acotado a los derechos de extracción, que es justamente lo que comentaba el Comisionado hace un momento. De hecho, de exploración se acabó en esa área y queda nada más el derecho de extracción en este nuevo polígono. Estamos hablando solamente de los polígonos que se redujeron o que reducen.

La profundidad es la que queda acotada en la lámina anterior, lo que veíamos en la lámina anterior, que es el área del descubrimiento. Entonces, dicho de otras palabras, es esta Asignación quedará ceñida a la superficie que se ve justamente en los mapas y a la profundidad que se ve en la pantalla, en la anterior por favor, a la profundidad en donde fueron los descubrimientos, que son estos. Entonces que es como se establece en la Ley de Hidrocarburos que se tendrá que establecer la superficie y profundidad. Pues aquí se le está dando cumplimiento, conforme a lo que se descubrió.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí. Quizá valga la pena nada más decir que de la propuesta que nos hizo la Secretaría a lo que nosotros estamos regresándole a la Secretaría como opinión es de que hay algunas unidades que no estaban explícitas en la propuesta y nosotros estamos agregando de acuerdo a los descubrimientos realizados. O sea, simplemente estamos haciendo ciertas acotaciones.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Perfecto, lo hacemos explícito.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No. Y digo, está explícito.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- OK, la que sigue por favor y la que sigue. Entonces para el caso del término y condición quinto, en este caso nada más de la Asignación 0020 que es la que contiene a los dos polígonos, tanto Esah como Manik, aquí lo que estamos diciendo es aquí esta es la propuesta de la Secretaría y lo que estamos diciendo nada es que pues tendrán que existir dos polígonos porque aquí hay dos campos que quedaron dentro de esta Asignación. Es simplemente hacer esa diferenciación en los dos polígonos, pero es solo para precisarlo. Se sabe que así sería.

En la que sigue vemos también entonces cuál sería la característica del área de Asignación. Entonces vemos de nuevo en la propuesta a la Secretaría estos polígonos, cuáles son las unidades que consideran para los descubrimientos y entonces cuáles serían, de acuerdo con la Comisión, las unidades que quedarían aprobadas como decía la doctora.

Ahora bien, para el compromiso mínimo de trabajo, que es el anexo 2, ya tenemos entonces un Plan de Desarrollo aprobado, por lo tanto, ya se puede inscribir el compromiso mínimo de trabajo en la Asignación. Esto es muy reciente, por eso no estaba en la solicitud y sin embargo ahora ya está y por eso es que se propone que ya se incluya.

En la que sigue vemos de la misma Asignación, pero las recomendaciones. Nuevamente, al haberse dado ya la aprobación del Plan de Desarrollo, surgieron una serie de recomendaciones que son las que le estamos proponiendo a la Secretaría que se incluyan como parte del anexo 3. Esto deriva por supuesto de la aprobación de aquel Plan de Desarrollo.

Y finalmente, bueno, no finalmente. En la Asignación 0024 para el término y condición quinto ahí está el título que propone la Secretaría y esta modificación para el término y condición quinto en donde simplemente se están quitando ya los índices para evaluación, exploración y extracción. Ya no hace sentido tener los tres porque quedaría solamente el derecho de extraer, por eso solamente queda solamente en esos términos. Es una acotación solamente.

Para el caso de esta misma Asignación, en la siguiente vemos para el anexo 1, de la misma forma se está acotando a lo que fueron los descubrimientos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que dieron vida en este caso a los campos Cheek e Ixachi. Es la precisión que se hace en el anexo 1. Para el anexo 2, de la misma forma, como ya tenemos algunos detalles acerca de lo que quedó como el compromiso mínimo de trabajo, pues se está haciendo explícito que se incluya como parte del anexo 2 de esta Asignación la 0024. Y lo mismo para el anexo 3, que es donde vienen las recomendaciones. Al ya tener estas recomendaciones derivadas de la aprobación del Plan de Desarrollo, pues que se hagan explícitas en este anexo 3.

Finalmente, ahora sí en la siguiente hay una recomendación última y es que estas Asignaciones pues tienen estos nombres actualmente AE-0018-2M-Okom. Estos nombres Okom, Joaquín, Mezcalapa, hacen referencia a algunas áreas exploratorias que existieron en su momento. Sin embargo, al ahora pasar, en este momento pasar a una etapa de extracción ya no hace sentido referirnos a las áreas exploratorias y más bien hace sentido referirnos al nombre del campo que le da vida a esta área. Entonces por eso es que se va a proponer a la Secretaría que se conserve el AE porque venimos de una Asignación de exploración, que se conserve el número para poder tener una rastreabilidad, sin embargo, que se cambie esta parte final al nombre del campo para que también podamos tener una relación. Porque si no, si le dejamos este número, difícilmente alguien por el puro nombre puede saber que en esta Asignación está Kinbe o que en alguna de estas otras esté Ixachi. En cambio aquí, al tenerlo en el nombre, pues ya es más explícito. Es una recomendación que se estaría haciendo para tener el cambio del nombre.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, doctor Monroy. ¿No?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- No, ya no.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perdón. Nada más para el caso de Esah y Manik Noroeste, dado que están separados, va a haber polígono A y polígono B como quedó. ¿Sí?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Efectivamente, tal cual. Y bueno, finalmente entonces pues la Dirección General de Dictámenes considera viable las modificaciones que nos envía la Secretaría para los títulos que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estábamos hablando y además estamos haciendo las recomendaciones que vimos para que queden como parte de esta opinión. Por lo cual sometemos a su consideración aprobar la presente opinión técnica hacia la Secretaría de Energía.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Bueno, más que comentarios, yo tendría tres preguntas. Una es cómo se relaciona esta modificación, más que modificación, el otorgamiento de nuevos Títulos de Asignación sólo para la etapa de extracción, de evaluación y extracción, con la sesión que tuvimos ya lejana el 9 de noviembre del 2017. Les recuerdo de qué se trató. Allá se modificaron los 101 títulos o se pidió que se modificaran los 101 Títulos de Asignación de Exploración precisamente para incluir la etapa de evaluación. Eran tres años, si no me equivoco. ¿Eso tiene que ver de alguna forma con esta nueva solicitud? En otras palabras, ¿qué pasó con aquella modificación que entiendo SENER hizo respecto de los 101 títulos?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- En aquella ocasión lo único que, digamos, lo que se hizo fue incluir la etapa de evaluación como un derecho que podía existir entre la etapa de exploración y extracción. Sin embargo, no se hizo específico hacia ningún descubrimiento en particular porque en ese momento no se hizo explícito ninguno. Ahora que ya se conocen cuáles son los descubrimientos, ahora sí podemos acotarlo al área específica.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Correcto. Ahora, ¿por qué son seis Asignaciones?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Son las que, quizá eso me faltó decir al principio, no es culpa. Son las que solicitó SENER, perdón, solicitó Pemex a la Secretaría de Energía hacer la reducción en esas áreas.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Porque entiendo que hay más descubrimientos, ¿no? OK, eso es importante anotarlo. Hay más, pero ahora solo son seis porque así lo solicitó la Secretaría. Y una minucia, el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

nombre, la nomenclatura es AE igual como las traíamos de la etapa exploratoria. ¿Hay alguna nomenclatura que sea específica para la etapa de extracción o no?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Generalmente cuando no tiene la "E" son Asignaciones que son solamente de extracción que nacieron de extracción. No sé, como la Asignación, no me acuerdo si Aguacate es la 0001, pero sería A-0001-Aguacate. Cuando no tiene la "E", es que nació como de extracción, que nació.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- ¿Cuándo no tiene la "E"?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Aja, cuando sería A, guion, el numerito y el nombre del campo, esa Asignación nació como Asignación de extracción. Por eso es que es relevante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En Ronda 0 hubo quienes nacieron como exploración y como extracción. Entonces puede que haya, si se le quitara la "E", puede que haya una A-0018, entonces habría dos de extracción. Entonces por eso lo que nos propone aquí el maestro es AE porque nació de exploración, 0018 y agregarle el nombre del campo.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Claro. Y eso ayuda a la rastreabilidad, como bien decías. Está muy bien. Bueno, pues de acuerdo. Yo le quitaría los dos ceros, pero bueno, esa ya es una cosa mía. Muy bien, muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me gustó mucho parte de la modificación que propone la Secretaría de Energía y voy a leer el párrafo. Dice, "el Plan de Desarrollo para la Extracción deberá garantizar la optimización de la recuperación de hidrocarburos contenidos en el área de Asignación conforme a la regulación que emita para este efecto la Comisión". Y esto tiene que ver también con los tiempos de la Asignación. El tiempo tiene que ser el adecuado para que realmente se pueda garantizar la optimización de la recuperación. Y esto viene en la Ley de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Hidrocarburos, está derivado de la Ley de Hidrocarburos, pero así lo redactó la Secretaría. Entonces creo que es muy acertado el que con base en esta redacción pues revisen ahí en la Secretaría los tiempos de las Asignaciones como lo comentamos hace ratito y que ya quedamos en un acuerdo. ¿No? Pero para que esto se pueda dar, se requiere el tiempo necesario para cada Asignación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien. ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretario, nos haría el favor de leer la propuesta de acuerdo.”

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

ACUERDO CNH.E.47.004/19

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso b. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, con base en el documento de análisis presentado, por unanimidad, emitió opinión a la Secretaría de Energía sobre la modificación de 6 Títulos de las Asignaciones que se relacionan en el citado documento.

II.5 Acuerdo por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite opinión a la Secretaría de Energía respecto del otorgamiento de 64 Asignaciones.

En desahogo de este punto del Orden del Día, el Secretario, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, en su calidad de Comisionado Ponente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A continuación queremos presentar a este Órgano de Gobierno una propuesta de opinión para la solicitud de SENER de otorgar 64 nuevas Asignaciones de exploración a PEP bajo la categoría Asignaciones excepcionales, al amparo del artículo sexto de la Ley de Hidrocarburos. Para justificar la propuesta que les presentaremos, me gustaría referirme a la evolución que han tenido estas Asignaciones de exploración. En 2014, y dentro de la ronda 0, se le asignaron a PEP 108 Asignaciones de exploración con un plazo de tres años para completar sus Planes de Exploración. Desgraciadamente en la mayor parte de los casos estos planes no se cumplieron. En 2017 la empresa solicitó un periodo adicional de dos años con los argumentos de fortalecer a la empresa y garantizar el abasto nacional. Además, presentó compromisos ambiciosos en los nuevos Planes de Exploración.

Desafortunadamente muchos de estos planes no fueron cumplidos. Esto provoca que en estos casos de no cumplimiento estas Asignaciones se terminan y las áreas revierten a la nación. Obviamente en el caso de las Asignaciones con cumplimiento pasan a las siguientes fases de evaluación y luego extracción. SENER solicitó a CNH una opinión con respecto al otorgamiento de 64 nuevas Asignaciones. Estas 64 Asignaciones contienen todas las áreas que revierten a la nación. Estas nuevas Asignaciones son, en algunos casos, similares y en otras son Asignaciones anteriores reorganizadas. El argumento es similar siguiendo los lineamientos de la Ley de Hidrocarburos para Asignación excepcional y señalando los objetivos de garantizar el abasto nacional y fortalecer a la empresa productiva del Estado. La ponencia está de acuerdo con estos argumentos, sin embargo, lograr un objetivo va más allá de plantearlo. Se requiere un plan de acción y se requiere un seguimiento de la ejecución.

La ponencia al principio pensó que lo correcto era dar una opinión positiva condicionada al cumplimiento de una serie de actividades que garantizaran el cumplimiento de los objetivos planteados. Sin embargo, el área jurídica de CNH nos indicó que no es posible hacer esto y que la ley pide un no o un sí, pero no condiciones, pero que podíamos sí hacer recomendaciones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Así que la propuesta que verán tiene un análisis de la solicitud que presenta SENER con una serie de recomendaciones que a juicios de CNH coadyuvan al cumplimiento de los objetivos y sobre las cuales SENER tomará la decisión de implantarlas o no. Ya será una atribución de SENER.

La ponencia se manifiesta que hay una diferencia fundamental con lo que pasó en el 2017. Tenemos un nuevo Gobierno con un compromiso claro, explícito y prioritario de fortalecer a la empresa productiva del Estado y de dotarla con los recursos necesarios para lograr su fortalecimiento y asegurar el abasto nacional a corto, mediano y largo plazos. Creemos que trabajando juntos, cada uno en sus atribuciones, CNH, SENER y PEP podemos lograr el cumplimiento cabal de los objetivos y de las metas y de las actividades planteadas. CNH en cumplimiento de sus atribuciones revisará y aprobará en su caso los planes presentados y dará seguimiento continuo a estos planes para que se logren los objetivos nacionales solicitados. A continuación, solicito a la Comisionada Alma América su permiso para solicitarle al maestro Rodrigo Hernández Ordoñez, Director General de Dictámenes de Exploración, nos presente el análisis técnico realizado para esta opinión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Bueno, traemos aquí un resumen de lo que ustedes conocen en un documento que evidentemente sustenta esta opinión. Entonces esta opinión está fundamentada por supuesto en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en donde establece en su artículo 27 que las actividades de exploración y extracción serán a través de Asignaciones y contratos. La ley de hidrocarburos, en donde faculta a la Secretaría de Energía para otorgar Asignaciones o modificarlas. La Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética que nos marca cómo deberá ser la actuación de la Comisión respecto de su mandado de sus atribuciones. El Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, en el capítulo II, específicamente donde regula lo que dice el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento Interno de la Comisión que faculta a esta Dirección General para traer esta propuesta ante ustedes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la siguiente vemos en un solo mapa digamos cómo está esta propuesta. En verde ustedes ven las Asignaciones que fueron otorgadas. Perdón, el achurado que está en líneas diagonales, que es lo que se ve aquí, ven las Asignaciones que fueron otorgadas en ronda 0. En este color o en esta nomenclatura que obviamente tiene el bordecito rojo, ven las Asignaciones vigentes y en este color verde es donde se observa cuáles son las Asignaciones o cuáles son las áreas que se está pidiendo que tengan una nueva Asignación. Entonces, como vemos, hay una correspondencia muy alta entre lo que se otorgó en ronda 0 y lo que se está solicitando ahora.

La propuesta que hace la Secretaría de Energía a solicitud de Petróleos Mexicanos es que haya 64 áreas divididas 12 en aguas profundas, 22 en aguas someras y 30 en zonas terrestres. Remarcando un poco lo que nos decía el Comisionado Moreira hace un momento, y solo para recordar, son 108 que nacieron en ronda 0, 108 Asignaciones. Dos Asignaciones migraron para el farmout de Trion. 11 han sido fusionadas por diferentes procesos, en este caso cuatro procesos, de manera que aquí se han perdido algunas Asignaciones o se han fusionado, mejor dicho, no perdido. Al día de hoy hay vigentes 95 Asignaciones, de las cuales seis no tienen un plan vigente. Por lo tanto, solamente hay 89 Asignaciones vigentes con un plan vigente. Entonces ese es el universo que tenemos aquí.

Ahora bien, para remarcar, en la siguiente vemos cuál es lo que está considerando la ley y el reglamento respecto de lo que se tiene que realizar en este proceso. El artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos marca que para el otorgamiento de una Asignación la Secretaría de Energía deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado. Es decir, tiene que haber una motivación de esto. Y previo a ese otorgamiento que hace la Secretaría de Energía, como es su facultad, deberá contar con una opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Entonces eso lo marca así explícitamente la Ley de Hidrocarburos.

Y luego el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos en su artículo 9 establece cómo sería este procedimiento. Y nos dice que para los supuestos que tengan el carácter excepcional que habla el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos nos da una serie de opciones. En este caso la Secretaría de Energía está documentando o nos está diciendo que está tomando la fracción V, donde dice que "cualquier otro caso en que la Secretaría de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Energía determine que la Asignación es el mecanismo más adecuado para los intereses del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y considerando el retorno económico y social de la Asignación”. Entonces la solicitud que hace la Secretaría de Energía de opinión está fundada en este supuesto. Y el artículo 11 del mismo reglamento nos dice cuáles son los elementos que deberán contener el dictamen técnico a través del cual manifiesta la Comisión Nacional de Hidrocarburos su opinión y nos dice que debe de contener al menos la opinión del análisis del cumplimiento del supuesto que se eligió o que eligió la Secretaría de Energía y en su caso el ajuste de las áreas de Asignación propuestas. Esos son los elementos que evidentemente estamos cubriendo con el presente dictamen.

Entonces en lo que vamos a ver en las siguientes diapositivas son los elementos que la Secretaría de Energía tomó para justamente motivar y fundar lo que establece la ley y el reglamento. Entonces como uno de los elementos que establece la Secretaría de Energía nos dice que no prevé la realización de una próxima licitación para la adjudicación de Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Asimismo, tomando en cuenta la posibilidad de realizar actividades de exploración y extracción a través de Asignaciones en las que se vislumbra evidentemente a Pemex como el único actor que podría ser titular de las mismas, se estima que a través de dicho mecanismo – es decir, el otorgamiento de las Asignaciones – se podría aportar un importante porcentaje de incorporación de reservas y en su caso de producción.

Nosotros lo que estamos haciendo es que a través de este elemento que presenta la Secretaría de Energía se hace el análisis y entonces deriva una recomendación que son las que decía el Comisionado Moreira que son parte de esta opinión. Entonces la recomendación que estamos sugiriendo es que evalúen la estrategia tanto de PEP como de la Secretaría a fin de jerarquizar los proyectos de exploración y concentrar los esfuerzos en aquellos en donde se espera tener resultados más favorecedores, en términos por supuesto de la eficiencia exploratoria y la restitución de reservas. Y en su caso, postergar la decisión del otorgamiento de Asignaciones en áreas que pudieran considerarse como no prioritarias, en tanto se puedan replantear medidas de mejora para la obtención de resultados óptimos que bien podría ser la licitación de nuevas áreas o



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

alguna otra. Pero ya vimos que las opciones por ley son esas dos. Entonces así es como estamos dando esta recomendación, a partir de lo que establece en este elemento la Secretaría de Energía.

En la que sigue vemos otro de los elementos que estableció la Secretaría y que nos dice que Pemex posee un amplio conocimiento en las áreas propuestas que le permitiría un mejor manejo de los riesgos inherentes para coadyuvar a la restitución de reservas y la consecuente incorporación de producción. En efecto, pues sabemos que Petróleos Mexicanos tiene un largo historial de operación en estas áreas y claro que tiene una posición privilegiada digamos y que le permitirá ese conocimiento que ha tenido en los años de tener un mejor manejo de los riesgos. Eso es reconocible, por supuesto.

Entonces la recomendación en este caso que sugerimos es que con la finalidad de alinear los Planes de Exploración que en su caso deriven de nuevas Asignaciones con lo que estableció el propio Petróleos Mexicanos en su Plan de Negocios, es importante que la Secretaría de Energía advierta a Pemex que la Comisión va a revisar que las actividades documentadas en esos planes garanticen el abasto de hidrocarburos tal como establece la ley, porque ese es el supuesto al que se está haciendo referencia. Esto último, tomando en consideración por supuesto que la propia Secretaría refirió que no se prevé la realización de una próxima licitación de contratos, por lo que entonces las actividades de restitución y el abasto futuro quedarán o deberán garantizarse con las Asignaciones ya que no habría otro mecanismo.

Ahora bien, el tercer elemento que presenta la Secretaría u otro elemento que presenta la Secretaría es que la presencia de campos o algunos descubrimientos que están cercanos a las áreas aledañas, particularmente en las zonas terrestres y de aguas someras, permite una mayor probabilidad de incrementar el éxito comercial en los plays probados y favorece el éxito para la incursión en plays hipotéticos. Además, el otorgamiento de nuevas Asignaciones incentiva la formación de polos de producción, ya que al generar economías de escala y acceder a infraestructura existente se conseguiría abatir los costos asociados y acortar los tiempos para la primera producción.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

También se observa que esto se cumple digamos si sabemos que estas áreas que circundan a las áreas que ya tienen descubrimientos y donde hay infraestructuras, pues por supuesto dan una mayor probabilidad de que los nuevos descubrimientos que se deriven de las actividades exploratorias tengan unos mejores indicadores. Entonces en ese sentido la recomendación que estamos proponiendo es que el compromiso mínimo de trabajo que, como ustedes saben es un elemento que contiene la Asignación, que en ese compromiso mínimo que se establezca en las Asignaciones asegure que las actividades de exploración de hidrocarburos agoten la etapa exploratoria en la que se encuentra cada una de estas Asignaciones, en su primer periodo de exploración, que además esa etapa en la que se encuentran fue algo que Pemex declaró en la información que soporta este proceso administrativo. Por lo tanto, Pemex deberá presentar un Plan de Exploración que sea acorde con la madurez exploratoria en la que se encuentra cada una de las áreas, esto considerando las etapas a las que hace referencia la propia Ley de Hidrocarburos en su artículo 44 que marca las tres etapas que existen en la exploración.

En la que sigue vemos otro de los elementos que consideró la Secretaría para sustentar la excepcionalidad que es que los requerimientos de sustentabilidad de la producción demandan una constante restitución de reservas, cuya meta es restituir al menos el 100% de los recursos de hidrocarburos producidos anualmente, mientras que los contratos que se han suscrito hasta la fecha se encuentran en una etapa de maduración exploratoria o están enfocados a la restitución de reservas por reclasificación.

Aquí lo que estamos nosotros recomendando es que se le solicite a Pemex que las actividades que se incluyan en los Planes de Exploración que deriven eventualmente de alguna nueva Asignación sean suficientes para cumplir con las metas que el propio Plan de Negocios estableció o que Pemex estableció en su Plan de Negocios, mejor dicho en su estrategia, particularmente en su estrategia 2.1 que es la que habla de la restitución de reservas en donde su indicador y las metas que ellos establecieron es una incorporación de reservas 3P por descubrimientos mayor o igual a 1,300 millones de barriles de crudo equivalente cada año entre 2019 y 2023 que es el periodo del Plan de Negocios. Entonces aquí eso es lo que estaríamos recomendando, que esos Planes de Exploración sustenten el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

cumplimiento de aquella meta para que sean acordes con lo que la propia empresa ha manifestado.

Finalmente tenemos un último elemento que es por lo que hace al largo plazo y, dado que el 53% de los recursos prospectivos convencionales se encuentran en la cuenca del Golfo de México Profundo, la Secretaría considera que la evaluación de los recursos prospectivos y la jerarquización de prospectos quedarían satisfechas con el objeto de diversificar la cartera para atender la demanda de las futuras generaciones. El retraso de las actividades exploratorias en aguas profundas derivaría en la falta de información oportuna para la futura toma de decisiones, la pérdida de habilidades y experiencia adquirida y el desfasamiento en la evolución de conocimiento repercutiría en la carencia de las fortalezas necesarias para su desarrollo puesto que es necesario madurar las capacidades nacionales para transitar a este tipo de áreas debido a su riqueza petrolera e importancia para el sustento de la plataforma nacional de producción.

Entonces este es digamos el elemento con el que SENER justifica la excepcionalidad para las Asignaciones o las áreas de aguas profundas. Entonces lo que estamos recomendando nosotros es que, con el objeto de madurar las capacidades a las cuales se refiere la Secretaría de Energía para garantizar el abasto eventualmente en el futuro mediante el desarrollo de las áreas de aguas profundas, pues se recomienda que la Secretaría solicite a Pemex llevar a cabo una estrategia para realizar esas actividades en dichas áreas en las que considere, entre otras cosas, las asociaciones con terceros, lo que conocemos o lo que le hemos llamado los farmouts. Entonces esa sería la recomendación.

Ahora, finalmente entonces la opinión que traemos ante ustedes es que con base en las consideraciones anteriores se concluye que respecto del supuesto de excepcionalidad a que se hizo referencia en el artículo 6 y al que se ciñe la Secretaría de Energía que nos presentan, se emita una opinión favorable para el otorgamiento de estas 64 Asignaciones. Asimismo, estaríamos diciendo que la Comisión pues realizará un estricto seguimiento de las actividades de exploración y notificará oportunamente a la Secretaría cuando haya desviaciones que comprometan el cumplimiento de las metas establecidas tanto en los planes como en aquellas que llegara a determinar la Secretaría de Energía. Asimismo, pues



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se solicitaría a la Secretaría la atención de las recomendaciones que les hemos dicho y algunas menores que están en la opinión que hacen referencia a cuestiones administrativas.

Si recuerdan, les había dicho que el propio reglamento nos dice qué es lo que tenemos que hacer, entonces también estamos dando la opinión en este sentido de ajustar estas áreas que son las que ven en esta lista que requieren algún ajuste de su configuración areal justamente por lo que comentábamos hace un momento. Son zonas en donde existen descubrimientos, entonces se deben de excluir esas áreas. Entonces es esta lista y por supuesto en el documento que acompaña a esta opinión está el detalle de cuáles serían esos casos. Por mi parte es todo.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Hernández, muy claro. ¿Algún comentario Comisionados? Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si, muchas gracias Comisionada doctora Alma América Porres. A ver, yo tengo una opinión distinta al proyecto. Yo votaré en contra de esta opinión favorable y lo que voy a exponer a continuación pues será la razón de ese voto negativo. Y bueno, pues así se hace constar en el acta y esa es la razón del voto. A ver, este supuesto tiene un antecedente directo, ya lo dijimos, lo dijeron en la exposición y se dijo en el tema previo. Tiene un antecedente directo en las Asignaciones de exploración que se otorgaron a Pemex en la Ronda 0. Voy a hacer un poquito de historia porque creo que vale la pena.

Digamos, la Ronda 0 tuvo como propósito colocar a Pemex es una condición, eso cuando menos fue lo que se dijo, colocar a Pemex en una posición que le permitiera competir con las empresas petroleras que en ese momento se asumía iban a venir al país. Porque la Reforma Energética de hace prácticamente seis años tuvo como propósito justamente abrir este sector que es un área estratégica de la nación, abrir estas actividades a la participación del capital privado nacional y extranjero. Y entonces lo que sucede en todo el mundo cuando esto pasa es que a la empresa nacional se le brinda las condiciones necesarias, insisto, para estar en una condición que le permita competir. Y entonces en ronda 0 se le dieron números cerrados, el 80% de las reservas del país de las áreas en donde ya había hidrocarburos descubiertos y el 20% de los recursos prospectivos. Es



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

decir, áreas en donde no había todavía un descubrimiento, áreas de franca exploración.

Y con ese antecedente se iniciaron las rondas y se llevó a cabo la Ronda 1, la Ronda 2, estaba en curso la licitación 1 de la Ronda 3 y estaba en curso la licitación 2 y 3 de la Ronda 3 y esas fueron canceladas y estaba en curso siete asociaciones estratégicas de las que se mencionaron acá (los farmouts) y esas también fueron canceladas. Y bueno, ahora el 27 de agosto llegará a su fin, llegará al término este plazo constitucional que el sexto transitorio, así como se conoce coloquialmente, la ronda 0 está normada en el sexto transitorio de Decreto de Reforma Constitucional que se publicó el 20 de diciembre del 2013. Lo que estableció, y sirve mucho de antecedente el tema que acabamos de autorizar, lo que estableció en efecto es un primer periodo de tres años, estoy hablando de las Asignaciones de exploración, prorrogable por única ocasión por dos años más. Eso sucedió y ese plazo de cinco años llegará a su fin el 27 de agosto próximo.

Y lo que dijo el constituyente fue las áreas que tengan un descubrimiento pasarán a la siguiente etapa en la cadena de valor, es decir, serán evaluadas y se presentará un Plan de Desarrollo para la Extracción y digamos pasan a la siguiente etapa, que es lo que acabamos de ver en seis Asignaciones. Las que no, deberán revertirse al Estado, que es lo que pasará el 27 de agosto. Y hasta ahí digamos la Ronda 0. Y después en efecto SENER tiene la atribución de otorgarle a Pemex Asignaciones para la exploración de manera excepcional y con la opinión favorable de esta Comisión.

Déjenme darle lectura al párrafo séptimo del artículo 27 de la Constitución, que aquí se mencionó como fundamento, pero creo que vale la pena darle lectura. Dice el párrafo séptimo del artículo 27 de la Constitución, "tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el subsuelo, la propiedad de la nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación, esta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante Asignaciones a Empresas Productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares en los términos de la ley reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas Asignaciones



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

o contratos, las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la nación y así deberá firmarse en las Asignaciones o contratos”.

Esta es digamos la Reforma Energética a nivel constitucional que remite a la ley para ver cómo se llevan a cabo estas actividades. Es un régimen dual. Dice la Constitución o Asignaciones a Pemex o contratos a Pemex o a los privados en los términos de la ley. Y entonces la ley de hidrocarburos dice en su artículo 6 también mencionado aquí como fundamento, “el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría de Energía podrá otorgar y modificar a Petróleos Mexicanos o a cualquier otra empresa productiva del Estado de manera excepcional Asignaciones para realizar la exploración y extracción de hidrocarburos. Para el otorgamiento de una Asignación, la Secretaría de Energía deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y que el posible asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva. Previo al otorgamiento de las Asignaciones, la Secretaría de Energía deberá contar con opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual será emitida a través de un dictamen técnico”.

Y entonces habiéndose dado el supuesto, se dará el 27 de agosto, de la conclusión de la Ronda 0, las áreas de franca exploración revertirán al Estado y SENER lo que ahora nos plantea es la opinión que tendría que ser favorable para que pueda entonces SENER asignarle de nueva cuenta a Pemex estas 64 áreas que en realidad empatan, lo vimos en el mapa, prácticamente al 100% con las 91 que en realidad nos aclararon ahora son 89 porque hay algunas que no tienen Plan de Exploración, que vienen pues de Ronda 0. Y es ahí en donde estamos. Y destaco acá el carácter excepcional, lo dijo en su exposición de inicio el Comisionado ponente, el doctor Moreira, porque para mí ese es el tema toral de la razón por la que yo votaría en contra.

A ver. Lo que es excepcional es aquello que se aparta de la regla común. Lo que es excepcional es lo que se aparta de lo ordinario y que ocurre rara vez. Es lo que dice el diccionario que significa excepcional. La regla común,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de acuerdo a la Constitución, a la ley y al reglamento, son entonces los contratos. Si lo que es excepcional son las Asignaciones, y de una lectura digamos armónica de todo el marco jurídico, pues mi conclusión es que la regla general – y además así se ha dicho siempre – es la competencia. Ese es uno de los pilares del marco jurídico positivo hoy vigente en el país. La competencia, esa fue la razón de ser de la ya muy vieja Reforma Energética. Y el otro pilar pues es la transparencia.

¿Qué es lo excepcional? La Constitución dijo son Asignaciones o contratos en términos de la ley. La ley dijo puede SENER otorgarle Asignaciones a Pemex de manera excepcional y el reglamento define los supuestos de excepcionalidad porque es una cosa rara, porque no es la regla común. Y el fundamento en específico es la fracción V del artículo 9 y le voy a dar lectura. Dice el artículo 9 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, “los supuestos que tendrán el carácter de excepcionales a que se refiere el primer párrafo del artículo 6 de la ley para que la Secretaría pueda otorgar una Asignación sobre áreas en las que no se encuentren vigentes Contratos para la Exploración y Extracción, serán los siguientes”. Fracción V, “cualquier otro caso en el que la Secretaría determine que la Asignación es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y considerando el retorno económico y social de la Asignación”. Y leo también el último párrafo que dice, “cuando la Secretaría determine otorgar una Asignación por alguno de los supuestos a que se refiere este artículo, deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y que el asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva”. Y digamos, aquí termino con la mención, más que análisis, del marco jurídico positivo hoy vigente en el país.

A ver. Lo que estamos discutiendo de manera puntual es si las Asignaciones de exploración que tuvieron cinco años, ese fue el plazo que el constituyente le otorgó a Pemex, son hoy la garantía de producción y de abasto de hidrocarburos en el país. Una acotación previa. Este plazo de cinco años pareciera corto. Pues digamos, ese es el plazo que se previó en la Constitución, pero estas áreas que estaban en exploración venían siendo operadas por Pemex pues no sé, ¿les parece que diga yo 15 años? ¿Cuánto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

más o menos tendría Pemex hacia atrás derechos para explorar estas áreas?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Por supuesto que es variable, pero en algunos casos sí, algunas décadas. En otros estaría empezando a explorar, sobre todo en aguas profundas.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Bueno, décadas, décadas, en fin. Pero digamos, para no exagerar y para más o menos poner un plazo que no sea excesivo: 15 años más los 5 que previó el constituyente, digamos son 20 años. ¿No? Cuando hubo descubrimientos, lo vimos en el tema previo, pues esas áreas se reducen en su extensión territorial y pasan a la siguiente etapa. Lo que se revertirá al Estado y que SENER pretende otorgar de nueva cuenta a Pemex, insisto, son áreas de franca exploración, ahí no hay descubierto, descubrimientos. Porque de haberlos, entonces nos colocamos en otro supuesto, esas pasan a la siguiente etapa en la cadena de valor. Entonces son áreas de franca exploración.

A ver. Nosotros como regulador tenemos bajo nuestra responsabilidad velar por la maximización del valor de los hidrocarburos en el largo plazo y en el subsuelo los hidrocarburos son propiedad de la nación y la Constitución dice esas actividades deben llevarse a cabo para que la nación se haga de recursos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo y para eso tienes o Asignaciones o contratos en los términos de la ley y la ley dice puede SENER asignarle directamente a Pemex de manera excepcional y la excepcionalidad dice el reglamento se da en estos cinco casos y SENER de manera específica decidió fundar esta posibilidad en la fracción V.

Como reguladores, nosotros aprobamos dos tipos de planes porque así es la cadena de valor: Planes de Exploración y, cuando hay un descubrimiento que es comercial, Plan de Desarrollo para la Extracción. Entiendo que hay el Programa de Evaluación, pero digamos grosso modo son dos planes, que además es así como lo reconoce la ley. Y hoy SENER nos dice que asignándole estas 64 áreas, que equivalen a las 91 que venían de Ronda 0, se garantiza la producción y se garantiza el abasto de hidrocarburos en el país. Digamos, mi pregunta sería: ¿cómo garantizamos producción y cómo garantizamos abasto de hidrocarburos en el país con planes de franca exploración que tienen al menos 20 años sin descubrir? Yo creo que por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

esa razón no se surte el supuesto de excepcionalidad. Creo también que la decisión de política energética, que es lo que en efecto compete a SENER, dado el marco jurídico hoy vigente en el país, no debiera ser decir que ya no hay licitaciones o que ya no va a haber licitaciones. ¿No? Ahí hay una lámina que expresamente así lo dice porque así lo dice SENER en su comunicado. Yo creo que la política energética dado el marco jurídico vigente hoy en el país pues implica decisiones como cuántas áreas se van a licitar porque la licitación, la competencia es la regla general del marco hoy vigente.

Yo creo que la política energética implica decisiones sobre de qué tamaños van a ser las áreas que se van a licitar, en dónde se van a licitar, bajo qué modelo de contratación se van a licitar, será recursos convencionales o recursos no convencionales, a qué ritmo se llevarán las licitaciones. Porque la nación debe hacerse de recursos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo y hay dos vías, la regla general es la competencia y de manera excepcional son las Asignaciones. Un argumento adicional por el que creo que no es excepcional. La excepcionalidad dijimos es lo que se aparta de la regla general. Si hay 64 Asignaciones o 64 áreas que pretenden entregarse en Asignaciones y las 64 se van a entregar a Pemex vía Asignación, pues entonces no hay excepcionalidad alguna. Es decir, la excepción por definición tiene que ser menor a la regla general. No sé si me explico.

Si de 64 áreas ustedes me dijeran que porque hay tres o cuatro que en el concepto de la Secretaría de Energía con esas tres o cuatro tiene la mayor prospectividad, recordemos que aquí no hay descubrimientos, no hay reservas, pues esas pudieran eventualmente garantizar algún descubrimiento. Bueno, yo creo que estaría complicado, pero cuando menos digamos en la forma estaríamos siendo excepcionales en el otorgamiento. Pero si de 64 me dicen que las 64 se van a otorgar de manera excepcional, pues a mí francamente creo que no hace sentido.

Y por último dijo el doctor Moreira, porque además así lo ha dicho el Gobierno, que la política energética es, entre otras, fortalecer a Pemex, cosa con la que yo creo que todo el mundo estamos de acuerdo. Pero creo que fortalecer a Pemex pasa por permitirle hacer uso de las herramientas que hoy cuenta en el marco jurídico positivo vigente en el país. Creo que fortalecer a Pemex hoy pasa pues por permitirle que se asocie, pasa por



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

permitirle recibir recursos frescos de empresas que están dispuestas a asociarse con él. Pasa sin duda alguna por permitirle a Pemex participar en las rondas de licitación, que por cierto es la empresa que más contratos ha ganado en estas rondas, ha ganado el 20% de los contratos. Pasa por permitirle a Pemex diversificar su portafolio de proyectos y definir en qué áreas va a poner énfasis en cuanto a inversiones y actividad física. Creo que fortalecer a Pemex no pasa por pedirle que lo haga todo y que todo lo haga solo. Yo creo que no es por ahí.

Y luego me llamó la atención alguna de las recomendaciones. Una decía incorporar reservas 3P por 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente del 2019 al 2023. ¿Pues cómo? Es decir, si son áreas de franca exploración que llevan al menos 20 años sin un descubrimiento, ¿pues cómo le vamos a solicitar a Pemex que cumpla con las metas establecidas en su Plan de Negocios en estos términos? Yo creo que lejos de fortalecerlo, esta es una exigencia, una recomendación que de tomarse en cuenta pone a Pemex en una posición muy difícil. Farmouts, hay otra recomendación que es que se asocie vía farmouts. Pero están cancelados. O sea, es una recomendación, podrán hacernos caso o no. Lo cierto es que hoy están cancelados y ese es mi tema. Yo creo que una decisión de política energética que compete sin duda a SENER como cualquier decisión de política pública debe tener un asidero jurídico claro y en mi concepto decir que por el momento no hay rondas y no las habrá y que lo único que queda son las Asignaciones, en mi concepto resulta contrario al marco jurídico hoy vigente en el país. Por esa razón es que mi voto sería en sentido negativo. Gracias por su tiempo y paciencia.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, muchas gracias Comisionado. ¿Algún otro comentario?

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, adelante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- A mí me gustaría hacer también alguna reflexión y quizá también ahí sustentar mi voto que lo diré al final. La parte, yo lo veo quizá un poco diferente y quizá no lo voy a ver tan jurídico, lo voy a ver un poco más en la parte de realidad técnica. Todos los datos en cuanto a las recomendaciones que propuso aquí el maestro Hernández en realidad es lo que nosotros estamos viendo que podría. O sea, vamos a ponerlo positivo, hacer congruente lo que hemos visto desde



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y toda la documentación que nos dieron para respaldar el otorgamiento de estas Asignaciones. Entonces creo que estas recomendaciones es un poco hacer congruente todos los documentos que tenemos a nuestro alcance y que nosotros pensamos, o sea, no tenemos por qué dudarlos, tendrían que ir en una misma línea. ¿No?

Entonces nosotros sí queremos que Pemex se fortalezca y desde ese punto de vista creo que es una opinión favorable para que Petróleos Mexicanos tenga nuevas Asignaciones en exploración. O sea, creo que sí hay que hacer énfasis que no es una ampliación de periodo de exploración de las Asignaciones anteriores, no. Las Asignaciones actuales se revocarían por el Estado a partir del 27 de agosto y a partir de lo que defina la Secretaría de Energía serían nuevas Asignaciones de acuerdo a esta solicitud. Pero a mí me gustaría, como les decía, entrar un poco a otros tipos de elementos que no son jurídicos, sino a la parte un poco más técnica.

Lo que nos decían aquí y lo que dice el Plan de Negocios, inclusive el mismo Plan Nacional de Desarrollo, es de que Pemex tiene que entrar a sus fortalezas y las fortalezas están básicamente en aguas someras y en tierra. Es ahí donde Petróleos Mexicanos tiene las principales Asignaciones que nosotros vimos aquí. Y quiero decirles que de los recursos prospectivos que se tienen en México, que son alrededor de 112.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, Petróleos Mexicanos tiene únicamente el 11% de esos recursos prospectivos del país. Igual, o sea, a nivel de... no, tiene el 23%, perdón. Voy a corregirlo, el 23% de los recursos prospectivos. Eso es lo que tiene Petróleos Mexicanos en este momento y vuelvo a decirlo, eso básicamente está en donde debería de estar que son sus fortalezas tanto en tierra como en la parte de aguas someras. Hay una que otra en aguas profundas que ahorita hago mi comentario.

En la parte de contratos, se han otorgando hasta este momento el 11%, en realidad tampoco es mucho. Entonces quiere decir que sin otorgar tenemos el 67%. ¿Entonces dónde yo creo que hay una parte de excepcionalidad? Es de que si la Secretaría de Energía nos está mandando un documento en donde dice que no va a haber en los próximos años licitaciones, pues nosotros tendríamos solamente, de acuerdo a los cálculos actuales, el 11% del recurso prospectivo explorándose y el resto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estaríamos con el 89% del recurso prospectivo en México parado. Para mí eso no podría pasar. O sea, creo que sí es un caso de excepcionalidad que se ponga cuando menos un 23% para Petróleos Mexicanos, sobre todo porque tiene fortalezas. O sea, tiene la capacidad técnica y la capacidad de ejecución en esa parte. Nosotros también hacemos la solicitud que tenga la capacidad financiera, porque creo que ahí ha estado el problema por lo cual hay gran crítica hacia Petróleos Mexicanos.

Y también hay algo que yo quiero expresar en este momento. Para esta opinión, y algo que nos pidieron en paralelo que fue una asesoría técnica, nos dieron mucha documentación de posible actividad que van a tener. Nosotros en este momento no vamos a avalar ninguna actividad que nos hayan dado. Ahorita simplemente sería favorable o no favorable en cuestión de Asignaciones. Eso vendría en una posible, o sea, en caso que sea favorable esta votación, vendría una vez que nos presente cada Plan de Exploración. ¿Por qué digo esto? Porque ahí es donde nosotros vamos a ver si estas recomendaciones que nosotros, por eso estamos haciendo estas recomendaciones, son congruentes con su Plan de Desarrollo. O sea, si el Plan de Desarrollo dice que va a haber 40 descubrimientos cada año, pues debe de ser compatible. ¿No? O sea, debe ser compatible que va a haber cuando menos, digo, si tenemos un 50% de éxito geológico de descubrimiento, ¿cuántos pozos deberíamos perforar cada año? Mínimo pues serían 80, ¿no? Entonces conservando ese gran éxito de descubrimientos. Entonces no podríamos aceptar que hubiera menos de 80 pozos perforados al año. Entonces esa es la congruencia, esa es la parte de recomendaciones que estamos haciendo de manera quizá implícita en esto y yo ya lo estoy haciendo explícito.

O sea, la verdad es de que con los datos que nos puedan estar dando, ahorita no estamos aprobando actividades. Eso se aprobará a nivel de los Planes de Exploración y ahí sí haremos una congruencia total en estas recomendaciones que estamos haciendo en caso que se apruebe esta votación de opinión. Y eso es un poco por lo cual yo sí creo que es excepcional. No podemos dejar a México sin realizar exploración. Doctor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, primero levantó la mano el Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo me quisiera regresar un poquito al comentario del Comisionado Pimentel. La parte petrolera y de gas del país está basada en el sistema dual. O sea, la Constitución habla de un sistema dual, está hablando de Asignaciones y está hablando de contratos. Las Asignaciones tienen como premisa que detrás de las Asignaciones está una industria petrolera nacional propiedad del Estado que es fuerte y tecnológicamente avanzada. Y, por otro lado, la parte de contratos quiere decir que van a venir empresas que tienen esas características. Entonces nosotros tenemos que vigilar que las empresas que vengan nos van a traer capital, nos van a traer tecnología y nos van a traer todo el *know how* de la industria petrolera digamos al último grito de la tecnología.

Pero por otro lado tenemos que fortalecer a la empresa petrolera del Estado y creo que cuando vemos el análisis que de hecho se ha hecho aquí en CNH de dónde están todos los campos petroleros de la nación, de dónde están en el Plan de Desarrollo, en la curva de evolución de un sistema petrolero, nos damos cuenta que la debilidad más importante que tiene Pemex es su parte de exploración. O sea, por muchos años, hay que decirlo, se descuidó la labor de exploración en Pemex y por lo tanto creo que es excepcional darle un empuje a la labor de exploración de Pemex. Tenemos que poner a Pemex en condiciones de competencia efectiva, de tal manera que Pemex pueda garantizar – ahora me regreso – el abasto nacional pues no nada más dentro de 3 años, sino dentro de 20 años. Entonces tenemos que fortalecer por un lado la parte de contratos que es mucho más fácil porque es tú decides quién, pero por otro lado la empresa petrolera del Estado tiene que estar fortalecida. Y si nosotros revisamos y vemos las debilidades, tenemos que decir tenemos que fortalecer la parte de exploración y esto va y por eso esto es excepcional.

Si ahorita estuviera Pemex en condiciones digamos financieramente muy exitosas, técnicamente avanzadas, etc., etc., no se presentaría este caso. Pero analicen ustedes la cartera de proyectos de largo plazo de Pemex y van a ver una debilidad en exploración. Entonces en ese sentido es como está visto esto, cómo le hacemos nosotros para fortalecer a la empresa petrolera del Estado para hacer realidad el modelo dual constitucional.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionado Martínez, perdón.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias doctora Alma América. Bueno, yo quiero iniciar con la parte técnica para después terminar en la parte legal, aunque ustedes saben que yo pues soy ingeniero petrolero. La base de cualquier industria o cualquier operador para que tenga sustentabilidad recae en la exploración. Esa es la cadena de valor. Primero se explora y esa exploración finalmente lleva a incorporar reservas y posteriormente a desarrollar los yacimientos y tener producción. Un operador que no tiene exploración está directamente determinado a desaparecer más tarde, más bien, más temprano que tarde. Entonces bueno, sería excepcional tener un operador que no tenga ese tipo de posibilidad. Entonces bueno, yo felicito a la Secretaría de Energía de que haga un planteamiento de acuerdo con la ley para que se le asignen áreas de exploración a Pemex de tal forma que le dé sustentabilidad.

Pero me quiero referir ahora a varias premisas que me parece que se han comentado aquí durante el análisis de este tema que para mí no son ciertas. La primera es que el desempeño pasado, el cómo se ha dado la exploración en Pemex, determina el futuro de la exploración. Eso definitivamente no es necesariamente cierto. Hay una política diferente, hay gente diferente al frente de las actividades en Pemex Exploración y Producción y yo definitivamente creo que no podemos plantear que si no se han hecho los desarrollos de exploración tal y como los tenían planteados, pues ya no se van a hacer, porque estamos planteando una premisa falsa que el desempeño limita o define cuál va a ser el futuro. Eso es algo que no es así.

Por otro lado, también en alguna parte se plantea de una forma implícita y lo tenemos en algunos de los elementos que ponen como recomendación de la Comisión que las licitaciones son el mecanismo más favorable para tener la maximización de valor de los hidrocarburos. Eso tampoco necesariamente es cierto y hay pruebas. No es porque yo lo diga. Una de ellas es que Petróleos Mexicanos ha demostrado en el 20% de las licitaciones la adjudicación de las áreas contractuales porque ofrecen la mejor opción para el Estado. Entonces tampoco eso cierto que las licitaciones van a dar una posibilidad de maximizar el valor de los



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos para el Estado. Puede ser que sí, puede ser que no. Pero planteamos farmouts dentro de nuestras conclusiones o nuestras recomendaciones. Yo digo que se quede solamente que se consideren asociaciones con terceros como una posibilidad. Porque ellos pueden asociarse en otra forma como ellos quieran, no necesariamente tiene que ser farmout y el farmout no necesariamente tiene que ser la mejor opción. Cada yacimiento es diferente.

También se dijo que Petróleos Mexicanos tiene diferentes fortalezas, fortalezas que generalmente toda la gente ubica en aguas someras y en áreas terrestres. Pero también tiene fortalezas en aguas profundas. Durante mucho tiempo en Petróleos Mexicanos mandaron gente y ya han tenido experiencia en desarrollo de aguas profundas. También eso habría que matizarlo. Pero finalmente quiero regresar a la parte legal y creo que la discusión que se suscitó o más bien que planteó el Comisionado Pimentel fue con base a la presentación y en la presentación lo que vimos es los elementos que sustentan la excepcionalidad. Y el Comisionado Pimentel dice, bueno, no lo ve que sea excepcional.

Para mí el artículo sexto de la Ley de Hidrocarburos que plantea esa excepcionalidad y que después deriva al artículo 9 o refiere más bien al artículo 9 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Está bien claro cuando el constituyente o el legislador estuvo revisando o más bien diseñando la ley, creo que pensó en que debería haber una posibilidad para que el Ejecutivo Federal a través, el Presidente de la república a través de la Secretaría de Energía pudiera dar Asignaciones a Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado. Y entonces plantean varios términos por los cuales podría darse ese supuesto de excepcionalidad. Pero el que nos toca revisar es el quinto, no voy a leer los anteriores. Dice, "cualquier otro caso que la Secretaría de Energía determine que la Asignación es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto".

Entonces me parece que aquí no está diciendo este punto cinco que se garantiza la producción y garantía de abasto. Yo no veo que diga. Dice, "en términos de producción y garantía de abasto". ¿Eso qué quiere decir? Que estas Asignaciones que SENER está planteando darle a Petróleos Mexicanos pues definitivamente no van a garantizar, pero así no dice la ley.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

La ley no dice que tiene que garantizar la producción y garantía de abasto y tampoco yo leo aquí que diga cuántas tienen que darse para que sea excepcional, que sea 1, 2 o 20 o 30. Entonces desde mi punto de vista está muy claro, aunque ya lo comenté al inicio yo no soy abogado, el que sí se cumple el supuesto de lo que plantea el punto V del artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos.

Finalmente, creo que también es bien importante, después de haber comentado que desde mi punto de vista sí cumple con la excepcionalidad y que obviamente mi voto es favorable, que hay varios pasos a seguir. Primero es la Asignación a la empresa productiva del Estado. Pero en la Asignación, en la redacción de la Asignación, la Secretaría de Energía debe plantear los términos o el lapso en el cual la empresa productiva del Estado, en este caso Petróleos Mexicanos (Pemex Exploración y Producción), nos tendrá que enviar los Planes de Exploración y esos Planes de Exploración tendrán que ser validados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos como ya lo comentó la Comisionada Alma América Porres y nosotros lo que tenemos que hacer es cumplir con la Constitución que finalmente plantea que el plan tiene que ser el más adecuado, de tal forma que maximice el potencial de los hidrocarburos, la incorporación de potencial de hidrocarburos y todo lo que tiene que ver con los Planes de Exploración.

Creo que dicho todo esto pues mi voto es favorable y me parece que no va en contra de lo que plantea la parte legal y mucho menos con el planteamiento de que se requiere tener un área de exploración o áreas de exploración dentro de las empresas operadoras para que estas puedan subsistir y puedan seguir incorporando reservas y puedan ser un coadyuvante para restituir las reservas al 100%, que es lo que siempre hemos buscando en México que no lo hemos logrado y ojalá y muy rápidamente Petróleos Mexicanos, en base de como se dé esta votación, pueda traer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos pues todos los planes para que de inmediato empiecen las actividades. Porque si las actividades no se dan con el tiempo, con la necesidad de la estrategia de la exploración del plan de negocios, pues vamos a tener hidrocarburos en el subsuelo que realmente no están aportando valor para el Estado.

Y finalmente termino comentando que, bueno, está muy bien que saquemos los hidrocarburos, pero también es muy importante que esos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hidrocarburos, que el valor de los hidrocarburos se utilice para el crecimiento del país, cosa que tampoco tuvimos un buen desempeño en el pasado. Pero no quiere decir que, si no tuvimos un buen desempeño en el pasado, ahora no lo vamos a tener. Me parece que ayer se platicaba en el Órgano de Gobierno, bueno, si algo hicimos mal en alguna decisión, pues no vamos a seguir haciéndola mal. Y muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro Massieu, sí.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Gracias Comisionada. Comisionados, buenos días de nuevo. Brevemente un par de comentarios sobre lo que dijo el Comisionado Néstor en cuanto a las recomendaciones. Sobre el primer comentario en el sentido de que decimos que los contratos son la vía más adecuada para maximizar el valor de los hidrocarburos, definitivamente habría que revisar la redacción si está en ese sentido porque, como lo dijo el Comisionado Pimentel y después lo repite usted, la propia Constitución establece las dos vías. ¿No? Entonces no podemos en una opinión o una determinación darle preferencia a una sobre la otra porque no es así.

Y sobre el tema de las asociaciones, me parece que la redacción sí señala que estamos recomendando que se hagan farmouts, entre otras formas de asociaciones con terceros. Es decir, no lo cerramos únicamente a los farmouts. Lo ponemos como ejemplo, como una posibilidad, pero sí dejamos abierto a que haya otro tipo de asociaciones con terceros. Entonces esa redacción me parece que sería la correcta. ¿No?

Ahora, quisiera hacer un comentario más general sobre fundamentalmente dos temas. El primero de ellos sería digamos la legalidad y la constitucionalidad que reviste esta opinión en opinión de la Unidad Jurídica de esta Comisión. E igualmente la legalidad y constitucionalidad que reviste la afirmación de la propia Secretaría de Energía en su opinión al señalar que no habrá próximas rondas de licitaciones. Empezaré por la primera.

Digamos, la Constitución, como bien se mencionó por el Comisionado Pimentel y por la propia presentación, señala que habrá dos vías para llevar a cabo actividades de exploración y extracción. Una de ellas es las Asignaciones que otorga el Ejecutivo Federal por conducto de la Secretaría



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Energía a las empresas productivas del Estado y la otra vía es la de los contratos que se asignan a través de licitaciones conducidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Estas son las dos vías propuestas en el texto constitucional en su parte principal, tanto como en los propios transitorios del Decreto de la Reforma. El propio transitorio de la reforma señala que se deberá de instrumentar la regulación secundaria que a su vez regule todos estos supuestos constitucionales y así es como se hizo. Se generó la Ley de Hidrocarburos que a su vez tuvo reglamento y es ahí donde se estableció la forma en que estas actividades se tienen que llevar a cabo.

Entonces estas dos vías tienen pues sus propios desarrollos. La vía por la que se tienen que llevar a cabo las Asignaciones, como se ha señalado repetidamente, es la que marca el artículo sexto de la Ley de Hidrocarburos y efectivamente establece que tiene que haber una excepcionalidad. Es decir, que se surta un supuesto previsto por la propia norma por medio a la cual se pueda actualizar el otorgamiento de la Asignación. Este supuesto se vertió en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos a través de su artículo IX y posteriormente el XI como ya se comentó ampliamente y no tiene sentido repetirlo.

¿A qué voy diciendo todo esto? A que la propia Constitución y sus leyes secundarias, las cuales estuvieron mandatadas a ser expedidas por virtud de los propios transitorios, establecen la vía por la cual se otorgan las Asignaciones. Y siempre y cuando se surtan los supuestos legales, estas Asignaciones serán viables. En ese sentido, no nos encontramos aquí ante una discusión de orden constitucional, nos encontramos ante una discusión de si se surte o no un supuesto normativo previsto en una disposición de orden administrativo como lo es un reglamento de una ley y creo que eso es importante destacarlo. Y por supuesto es una discusión válida si se surte o no el supuesto de excepcionalidad. Es de la opinión de la Unidad Jurídica y de las unidades técnicas como es la Unidad de Exploración y, como lo han expresado al menos los Comisionados Martínez y la Comisionada Alma América, que sí se surte el supuesto de excepcionalidad, pues se cubren los aspectos fundamentales que describen en la norma. Se surte que sea el mecanismo más adecuado por lo ya dicho, por el tema de la ausencia próxima de licitaciones y se surte que se genere un retorno económico y social, que es otro de los elementos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que se plasman en el propio reglamento y eso se expone de forma detallada en la opinión que estamos expidiendo.

Ahora, el otro punto que yo quisiera tocar es sobre la afirmación que hace la Secretaría de Energía en su oficio de solicitud de opinión en donde dice que próximamente no habrá licitaciones. Eso se recoge en la presentación y es una cosa que textualmente escribe la Secretaría. Efectivamente la Secretaría señala que próximamente no se vislumbra la realización de una ronda licitatoria y por tanto se considera que las Asignaciones son el mecanismo más adecuado para llevar actividades de exploración. Ahora, creo que vale la pena también recordar un poco lo que dicen los propios transitorios de la Reforma Energética. El transitorio décimo señala que la Secretaría de Energía tendrá diversas atribuciones que tendrán que ser desarrolladas en las leyes secundarias. Y en particular señala tres que me parecen muy importantes y relevantes en el contexto de este tema. La primera de ellas es que será la encargada de coordinar, conducir y determinar la política energética en el país y para ello ejercerá los derechos de la nación a través de su Subsecretaría de Hidrocarburos para en materia de hidrocarburos. Ejercerá los derechos de la nación en materia de hidrocarburos.

Asimismo, el propio transitorio de la reforma señala que se debe de implementar en la legislación secundaria dos atribuciones más de la Secretaría. Una de ellas es que la Secretaría tiene la atribución de seleccionar las rondas, las áreas que serán objeto de una ronda de licitación y la otra es que tendrá la atribución de otorgar Asignaciones a las empresas productivas del Estado. Por un lado, le da la llave para seleccionar las áreas que serán materia de una ronda de licitación y, por otro lado, de otorgar Asignaciones por las propias vías que se desarrollaron en las leyes secundarias. Y todo esto en el marco de que es la, como también lo dice la propia Constitución y las leyes, que es la autoridad encargada de conducir la política energética. Entonces armónicamente estas tres atribuciones son atribuciones de política energética que tienen tanto un asidero constitucional porque están previstas en los propios transitorios y tienen un asidero legal puesto que fueron vertidas en las diferentes leyes y reglamentos, en particular en la Ley de Hidrocarburos y en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. En ese sentido, la determinación que tomó la SENER, que es una expresión de estas atribuciones que acabo de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

mencionar, está revestida en la opinión de esta Unidad Jurídica de legalidad y constitucionalidad puesto que es consistente con el marco normativo constitucional y tanto así que están expresamente previstas estas atribuciones en el marco legal.

Entonces por ese sentido consideramos que el hecho que la SENER haya tomado esta determinación es un elemento que podemos valorar como la justificación de esta excepcionalidad y no contravendría el marco constitucional que, como bien comenta el Comisionado Pimentel, señala que tendremos dos vías para realizar estas actividades, siendo efectivamente la regla general los contratos, pero las Asignaciones por la vía de excepcionalidad que está prevista tanto en la Constitución como en las leyes.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muy bien, muchas gracias maestro. Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Bueno, no sé si el Comisionado va a retomar los comentarios. Porque lo que pasa es que yo me regresaría a la parte técnica, a los datos técnicos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Por favor Comisionado Pimentel.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy puntuales los comentarios de nuestro abogado. A ver, yo difiero en una cosa. Lo que la SENER, la SENER es responsable de la conducción de la política energética sin ninguna duda, pero en mi concepto, en mi opinión decir que no va a haber licitaciones podría resultar contrario al marco jurídico aplicable porque la Constitución prevé dos vías y ya lo sabemos todos. Una decisión de política energética es retirar la totalidad de las áreas de una licitación que está en curso, que eso sucedió y aquí formalizamos esa cancelación. Otra decisión de política energética es que, previa renuncia de Pemex, se deje también sin materia la licitación que estaba buscando socios para la empresa productiva del Estado en siete asociaciones estratégicas, los siete farmouts, y nosotros formalizamos esa cancelación. Pero en mi concepto eso es distinto a decir que ya no va a haber licitaciones, que por el momento no va a haber licitaciones. Creo que es contrario porque lo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

debe haber por regla general son las licitaciones y de manera excepcional puede haber Asignaciones a Pemex. Digamos, lo dejo ahí.

Ahora, en el tema de excepcionalidad, una de las recomendaciones es que los Planes de Exploración vamos nosotros a vigilar cuando se presenten a aprobación de este Órgano Regulador, vamos a vigilar que garanticen la producción y el suministro de hidrocarburos. Eso vi en la recomendación. Yo quisiera preguntarles cómo le vamos a hacer para garantizar que un Plan de Exploración que lleva al menos 20 años en exploración sin un descubrimiento se vuelva a partir de la finalización de la ronda 0 el mecanismo que garantiza la producción y el suministro de hidrocarburos en el país. Yo difiero de la lectura que hizo el doctor Comisionado Néstor Martínez de que no dice eso el reglamento. Pues yo creo que sí lo dice. A ver, lo que dice es que "cualquier otro caso en el que la Secretaría determine que la Asignación es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y considerando el retorno económico y social de la Asignación". Lo que no dice son los tiempos ciertamente. Lo que sí dice es que la Asignación de exploración es el mecanismo más adecuado en términos de producción y garantía de abasto.

¿Cómo vamos, desde este Órgano Regulador, a asegurarnos que una Asignación de exploración que lleva 20 años al menos en exploración sin descubrimiento a partir del 28 de agosto se va a volver el mecanismo que garantice ambas cosas? Esa es una tarea que yo creo que el área de exploración va a tener muy complicada. E insisto, no estoy, aunque pareciera, no estoy criticando a Pemex. Muy por el contrario, lo que quiero, lo que me gustaría es señalar algunas cosas que de quedarse como está, lejos de fortalecerlo, lo coloca desde mi óptica en una posición pues muy compleja. ¿Cómo va a hacer Pemex para garantizar que va a incorporar reservas 3P mayores o iguales a 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalentes anuales entre este año y el 2023 con Asignaciones de franca exploración que llevan al menos 20 años sin descubrimientos? Porque los descubrimientos ya pasaron a la otra etapa. Aquí estamos hablando de áreas de solamente exploración. Entonces ese es mi punto.

O sea, la Constitución establece dos vías, en las dos vías puede participar Pemex. Los contratos son la regla general, porque sino no sería excepcional



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la Asignación, y Pemex puede participar en ambas vías. Cancelar de manera indefinida una de esas vías de manera indefinida me parece contrario al régimen jurídico y exigirle otra vez a Pemex que lo haga todo y que todo lo haga solo me parece que es ponerlo en una posición complicada y yo creo que como país lo que necesitamos hacer, porque así lo dice la Constitución, es hacernos de recursos para el desarrollo de largo plazo no a través de Pemex, eso no dice la Constitución, a través de licitaciones o de Asignaciones. Estamos cancelando una de las vías de facto que prevé la Constitución. Ese es mi punto, por lo que hace al comentario de nuestro abogado.

Y por lo que hace al comentario de la excepcionalidad, pues yo la dejo ahí. ¿Cómo le vamos a hacer para garantizar con Planes de Exploración de Asignaciones que llevan 20 años al menos sin descubrir, porque lo que ya descubrieron pasó a otra etapa, que van a incorporar reservas 3P por 1,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al año de aquí al 2023? ¿Y cómo le vamos a hacer para que Asignaciones de exploración que llevan al menos 20 años sin descubrir se vuelvan el mecanismo más adecuado para el Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos en México? Muchas gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN,
DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, quisiera hacer un comentario y obviamente estoy...

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Perdón, perdónenme, es muy importante, concluyo diciendo. Perdóneme, concluyo diciendo. Lo que yo he visto acá es que un Plan de Exploración no garantiza bajo ninguna óptica que va a haber un descubrimiento y que ese descubrimiento va a ser comercial y que en consecuencia vamos a llegar a un Plan de Desarrollo para la Extracción. Lo que hemos dicho acá es que el Plan de Exploración tiene un riesgo geológico importante, además del riesgo financiero. O sea, la exploración no te garantiza el desarrollo bajo ninguna óptica. Es lo que hemos dicho o lo que hemos. ¿No? Es así la industria. Por el contrario, un Plan de Desarrollo sí asume que hubo una actividad exploratoria, pero no al revés. Claramente no, pues yo no soy de la idea de dejar al país sin exploración, por supuesto que no. Para eso hay que hacer rondas en donde



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

puede Pemex participar y ya no repito el tema. Pero un Plan de Exploración no garantiza que va a haber producción.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Doctor Monroy.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Si, muchas gracias. Si, definitivamente creo que estamos de acuerdo. Lleva un riesgo la parte exploratoria y estoy de acuerdo en que si no se hace exploración obviamente no hay futuro básicamente. Sin embargo, sí se puede calcular el éxito exploratorio que se ha tenido a través de los últimos años y prever que efectivamente, como lo decía la doctora Alma América, si yo quiero incorporar 20 y si tengo el 50% de éxito, pues tengo que perforar 40. ¿Verdad? Esa es la idea. Sin embargo, déjenme poner unos números que tenemos.

En los dos últimos años cuando menos Petróleos Mexicanos grosamente ha alcanzado la meta de los 1,200 millones de barriles tanto el 2017 como el 2018. Efectivamente entre 80% y 96% vienen de áreas terrestres y obviamente aguas someras, la incorporación de reservas como 3P. ¿Qué haría o qué tendría que hacer Petróleos Mexicanos? Y creo que ya lo está haciendo por los diferentes comunicados que Pemex lo ha hecho en varios foros. Está reestructurándose internamente en grupos, etc., y para poder alcanzar esta meta. Pero otro, uno, creo que los elementos principales es el financiamiento. O sea, como lo dijo la doctora Alma América, si el financiamiento se da, yo sí creo que desde el punto de vista exploratorio, siguiendo estos números nada más de los últimos dos años, sí se podría llegar a esta meta. Sin embargo, sí tiene que hacer mucho esfuerzo Petróleos Mexicanos para llegar a incorporar estas metas. Si en su Plan de Negocios este es el número que ellos pusieron, yo creo que debe de haber un análisis atrás de este número para garantizar precisamente el abasto de la producción en un futuro obviamente más adelante. Dependiendo, puede llevarse la extracción de estos descubrimientos, se puede poner muchas veces en producción rápidamente, es decir menos de un año, pero en otros requiere más de cuatro o cinco años. Entonces eso quería hacer mi comentario en base nada más a los resultados que Petróleos Mexicanos ha tenido en los dos últimos años en cuanto a incorporación de reservas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias doctor. Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias doctora Alma América. Pues efectivamente el explorar no garantiza el encontrar los hidrocarburos, pero lo que sí garantiza que no encuentres hidrocarburos es que no explores. Eso seguro. Pero bueno, creo que aquí está mal redactado porque da una idea de que van a encontrar 1,300 millones, que es una recomendación de nosotros. Eso está en el Plan de Negocios. Lo acaba de decir el doctor Faustino Monroy, eso está en el Plan de Negocios. Entonces más bien en nuestra recomendación, parafraseando en una forma diferente, es que se alineen todos los Planes de Exploración que nos van a enviar más adelante al Plan de Negocios.

Pero al poner los números como que de repente hay una situación ahí de duda. ¿Cómo le van a hacer para eso? Pues seguramente no van a incorporar 1,300, ojalá incorporen más. ¿No? Pero eso simplemente es un planteamiento que tiene un alto riesgo. Creo que entonces deberíamos de generar la recomendación en el sentido que los Planes de Exploración vayan alineados al Plan de Negocios que ya la empresa productiva del Estado Pemex Exploración y Producción nos planteó.

Y regresando un poco a esta parte de qué es mejor, un contrato o una Asignación. No hay una definición clara. En algunos casos va a ser mejor un contrato, en otros va a ser una Asignación. Entonces entiendo claramente el planteamiento del Comisionado Pimentel que plantea que las licitaciones deberían ser como que lo general, pero tampoco eso quiere decir que si no hay licitaciones no podemos maximizar el valor para el país y la empresa productiva del Estado lo puede hacer en la forma adecuada obviamente siempre y cuando el mismo Gobierno Federal le otorgue las capacidades financieras y, si tienen que coadyuvar o complementar las que tienen de ejecución o técnicas, la tendrán que hacer. Y todo eso tiene que venir bien especificado en los planes, que eso es una atribución de la Comisión Nacional de Hidrocarburos revisarlos. En el planteamiento de que, bueno, ¿por qué si no lo hicieron antes lo van a poder hacer ahora? Es lo que yo decía hace rato. No podemos plantear que el desempeño pasado va a definir el futuro y creo que faltó ahí explicar un poquito doctor Faustino Monroy pues cómo es que se hace el análisis de un Plan de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Extracción. Digo, perdón, un Plan de Exploración en la Unidad de Exploración y por qué esos planes van o aseguran de alguna forma – claro, ya dijimos no hay nada seguro – el que es la mejor opción para un área contractual o para un área de Asignación.

Entonces yo creo que a lo mejor eso quedó como en el aire de cómo lo vamos a hacer y entonces si se explica eso quedaría más claro para toda la gente que nos escucha que lo estamos haciendo en la mejor forma de las mejores prácticas internacionales. No es algo excepcional lo que se hace en México. Entonces sí me gustaría que por favor pudieran comentar en relación a cómo se hace el análisis de un Plan de Exploración al interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, DOCTOR FAUSTINO MONROY SANTIAGO.- Claro. Voy a hacer un comentario genérico y para dejarle la palabra al maestro Rodrigo. Sin embargo, podemos decir vamos a recibir, en caso de que así se apruebe aquí, 64 Planes de Exploración. Estos definitivamente tienen que entrar en un momento oficialmente a la Comisión los 64. Nosotros tenemos capacidad para analizar y debemos de analizar estos 64. Hay un número de recurso prospectivo asociado a cada uno de estos planes por años inclusive y lo que tenemos que asegurarnos es que si eso hace sentido primero desde el punto de vista geológico con la información que se cuenta o con los estudios que se van a realizar y después ver si estos recursos prospectivos, tomando en cuenta el riesgo geológico en cada uno de ellos, realmente llegarían a sumar una meta o esta meta, más que nada.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, maestro Hernández.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Gracias. Pues un poco para continuar con lo que decía el doctor Monroy y también para algunos comentarios que han salido directamente de la opinión. Efectivamente en los planes lo que hacemos en su revisión es visualizar con los datos existentes a ese momento si el recurso prospectivo que se encuentra documentado en esa zona hace sentido de acuerdo con los prospectos que le dan vida y si además hace sentido que se lleguen a perforar, valorando los elementos del sistema petrolero que le dan sustento a cada uno de esos números.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces eso se tendrá que ver en cada plan para ver si efectivamente alcanza lo que hoy se tiene identificado para sustentar esos 1,300 millones de barriles anuales que, como bien dice el doctor Monroy, deberá haber un análisis para que en el Plan de Negocios la propia empresa haya dicho que esa sería su meta, porque sino no tendría lógica. Entonces eso es por parte de cómo nosotros trataríamos o cómo le hacemos para verificar que esos planes son materialmente posibles para que lleguen a un meta, con el riesgo que implican por supuesto. Siempre se los presentamos aquí el porcentaje de éxito geológico o el riesgo, como queramos verlo, que es el inverso. Si podemos regresar dos diapositivas, si me hacen el favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón. Creo que vale la pena agregar que la validación del plan es el inicio. Después hay que supervisar el cumplimiento del plan y ese cumplimiento del plan puede hacer que el mismo plan se vaya modificando. Eso es parte de las atribuciones que tiene la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y perdón, nada más para agregar. Lo que es bien importante también es el grado de madurez exploratoria que está cada una de las áreas. Porque si es un área frontera, quizá nada más sean estudios como lo hemos visto en diversas ocasiones en las presentaciones de los planes. Pero si ya es un área madura exploratoriamente, pues ya se tendrán que hacer quizá más perforaciones, ya hay digamos un portafolio de localizaciones y bueno, se tendrá que ver de acuerdo a las inversiones que se quieran hacer, cuántos pozos se van a hacer exploratorios para posibles descubrimientos. Entonces depende mucho también del grado de conocimiento que se tenga en cada una de las áreas para ver y eso también se tiene que evaluar dentro de la Comisión. Maestro.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Y que bueno que lo dice doctora, porque por ahí iba un poco de lo que comentaba el Comisionado Pimentel y que me gustaría referir porque decía que cómo es que un área que ha sido explorada durante varios años podría asegurarnos o podría decirnos que va a haber un descubrimiento posterior. Si bien es cierto ya hay áreas que pasaron por ese proceso y encontraron o dieron con algún descubrimiento y se va a desarrollar, hay estudios que siguen en proceso y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

entonces no quiere decir que se acabaron y que todos se centraron en un solo descubrimiento, sino que estos estudios que son más regionales continúan y pueden darnos un descubrimiento nuevo aún en áreas en donde ya había habido un descubrimiento. Puede ser muy cercano, lo vimos en el tema pasado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Si, o con nuevas tecnologías.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Exacto. Más profundos en la misma área o más somero. Entonces el hecho de que haya sido explorado durante un tiempo nos da justamente cierta base para que adelante pueda haber otro descubrimiento. Entonces eso es con respecto a que efectivamente no hay garantía, pero sí el conocimiento de lo que se tiene previo va a abonar a que pueda haber descubrimientos futuros.

Y bueno, aquí nada más para precisar un poco lo que también refirió el doctor Martínez y es que efectivamente, sí estamos previendo que haya una alineación de los planes con el Plan de Negocios. Eso sí estamos siendo expresos porque no podría ser de otra forma. Entonces sí me gustaría mencionar que así lo hicimos. Revisaremos que en la redacción no se sugiera que nosotros estamos poniendo la meta, sino que estamos diciendo vamos a buscar que a través de los planes que nos presenten a la Comisión se llegue a aquella meta, que es lo que quería nada más resaltar aquí en este primer párrafo que aparece ahí de nuestra recomendación, que se va a buscar alinear.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. ¿Algún otro comentario Comisionados? Si, por favor maestro Massieu.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Último comentario muy rápido, gracias Comisionada. Simplemente yo sé que no es lo que dijo el Comisionado Pimentel, pero no me gustaría que se quedara esa idea de que la Secretaría dijo que se cancelan las licitaciones.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, no se cancelan.

TITULAR DE LA UNIDAD JURÍDICA, MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO.- Si, exactamente. No es lo que dijo el Comisionado, pero lo que la Secretaría afirmó o la afirmación o la determinación que hizo en su escrito



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

es que por el momento próximamente no se vislumbran, no se consideran que existan próximas rondas de licitación y eso es una determinación que, como mencioné hace rato en la opinión de esta Unidad Jurídica, está debidamente fundamentada y alineada con el marco constitucional. Porque haciendo una lectura armónica de las atribuciones de la Secretaría que cuenta con la atribución de coordinar la política energética y por otro lado la de seleccionar las áreas, que en realidad es la llave que tiene para accionar una ronda de licitación, pues bueno, esta determinación, esta afirmación es simplemente – como nosotros lo leemos – una expresión de todas esas atribuciones con las que cuenta para determinar que próximamente no habrá o no se vislumbra la realización de rondas de licitación, sin que estas se entiendan como canceladas a través de una atribución con la que no cuenta la Secretaría de Energía.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Si no hay... sí.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Solo para comentar sin ánimo de polemizar. ¿Qué haríamos con el Plan Quinquenal de licitaciones bajo este estatus en el que estamos hoy que dice la Secretaría de Energía por el momento no habrá licitaciones? Pero nosotros tenemos una obligación legal de en el tercer trimestre de cada año, que es donde estamos hoy, pues mandar una propuesta. ¿No mandaríamos nada? Porque por el momento no habrá licitaciones y entonces con base en esa decisión de política energética de la SENER.

Insisto, no se trata de polemizar. Yo difiero del alcance de lo que te permite o no tomar una decisión de política energética. Pero yo lo planteo acá, ¿qué vamos a hacer con el Plan Quinquenal de Licitaciones? Mi sugerencia es que mandemos la propuesta de ajuste y que sea una decisión de política energética de SENER que no se incluya ningún área, es decir, que no haya ninguna licitación. Mi sugerencia sí sería, no obstante, que se envíe esa asesoría para dar cumplimiento a un mandato legal. Porque otra vez, no nos alcanza con la política energética para dejar de cumplir con lo que dice la ley. Mi sugerencia pues, mi recomendación es que se envíe en este trimestre lo que marca la ley y el reglamento de hidrocarburos.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Nada más porque creo que para dejar muy claro. Me gustaría leer, son dos líneas lo que dice SENER en el oficio a este respecto. Dice, “en este sentido, dada la situación actual, no se prevé la realización de una próxima licitación para la adjudicación de Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos”. Eso es tal cual. Y la otra, perdón, es que salió el tema de la supervisión.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, es que yo pensé que iba algún comentario respecto al Plan Quinquenal.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN, MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, para la supervisión es que lo decía el doctor Martínez. Creo que sí es muy importante. Por eso fue que al final en las recomendaciones en la opinión estamos diciendo que nosotros vamos, además de lo que dijimos ya de los planes, vamos a informar oportunamente tanto a la Secretaría como a nosotros mismos cuando hay una desviación que comprometa el cumplimiento de las metas que se establezcan. Entonces lo estamos previendo por supuesto.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y respecto al Plan Quinquenal, nosotros seguimos participando con la Secretaría de Energía para digamos diseñar y evaluar los Planes Quinquenales. Entonces eso digamos estamos de alguna manera trabajando con ellos, por lo tanto, no podemos decir igual de una suspensión definitiva. ¿Sí? ¿Algún comentario? Secretario, nos haría favor de leer la propuesta de acuerdo.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Con mucho gusto. Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6 de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso a del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno con base en el documento de análisis técnico presentado emite opinión favorable a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de 64 Asignaciones que se relacionan en el citado documento.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Comisionados, someto a consideración el acuerdo. Sírvanse manifestar su voto levantando su mano.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Se registra la votación y, tomando en cuenta el sentido de cada



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

voto, el acuerdo se adopta por unanimidad con el voto en contra del Comisionado Sergio Pimentel.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es por mayoría, ¿no?

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Por mayoría de votos, una disculpa.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- OK.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No habiendo más asuntos que tratar, se da por terminada la 47ª Sesión Extraordinaria del 2019. Quisiera en este momento agradecer de veras al equipo de trabajo por todos estos días que han estado con desvelos para dar esta opinión. Sabemos que ha sido un trabajo muy, muy arduo y de verdad quisiera felicitar a todo el equipo, además de todos los participantes. Muchas gracias a todos por su participación. Doctor.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una recomendación, pero yo no sé si ya es extemporánea. Nosotros emitimos una opinión favorable y damos una serie de recomendaciones a la Secretaría de Energía. Que ellos hagan otra cosa ya es una atribución de ellos, pero nosotros dimos una serie de recomendaciones con todos los cambios que sugirió aquí el doctor Néstor, pero nosotros sí estamos diciendo muchas cosas, que te voy a estar dando seguimiento, que te voy a informar de manera regular, que voy a ver cómo se coordina con el Plan de Negocios de Pemex, etc. Entonces como que hay que decirlo también en alguna parte. No sé se es necesario o no, eso sí ya no sé, pero en el acuerdo que estamos tomando.

DIRECTOR GENERAL ADJUNTO, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Tomamos nota para que el documento contenga esas recomendaciones.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Desde luego que sí. Gracias a todos."

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, con el voto en contra del Comisionado Sergio Henrivier Pimentel Vargas, por mayoría de votos, adoptó el siguiente Acuerdo:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.47.005/19

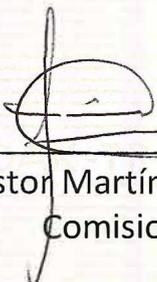
Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6 de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso a. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por mayoría de votos, con base en el documento de análisis técnico presentado, emitió opinión favorable a la Secretaría de Energía para el otorgamiento de 64 Asignaciones que se relacionan en el citado documento.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:50 horas del día 8 de agosto de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Séptima Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

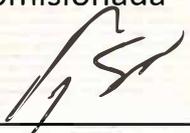
La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretartio designado para esta sesión.



Alma América Porres Luna
Comisionada



Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario designado para esta sesión