



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

TRIGÉSIMA QUINTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2015

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:55 horas del día 21 de septiembre del año 2015, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, colonia Tlacoquemecatl Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados, Edgar René Rangel Germán, Néstor Martínez Romero y Sergio Henrivier Pimentel Vargas, así como el Director General Adjunto de la Secretaría Ejecutiva Claudio Galindo Montelongo con el objeto de celebrar la Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2015 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 220.1514/2015, de fecha 18 de septiembre de 2015, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

El Comisionado Presidente informó a los Comisionados que en esta ocasión no estaría presente la Secretaría Ejecutiva, por lo que indicó que con fundamento en el artículo 23, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, proponía al licenciado Claudio Galindo Montelongo para que fungiera como Secretario en esta sesión. Los Comisionados estuvieron de acuerdo.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Proyecto de Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones. (Para envío a COFEMER).
- II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-campo Ek y A-0039-M-campo Balam, a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.
- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las asignaciones A-0309-M-campo Sinán y A-0049-M-campo Bolontikú, a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Proyecto de Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones. (Para envío a COFEMER).

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Edgar René Rangel Germán, en su carácter de Comisionado ponente del tema.

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

“COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias. Buenas tardes a todos.

Como comentaba el licenciado Claudio Galindo, el día de hoy les traemos la propuesta de los Lineamientos para los planes de exploración y de extracción de hidrocarburos.

Ustedes ya conocen este proyecto de regulación que hemos presentado en sesiones anteriores, ya fue presentado al Consejo Consultivo. Se creó un Consejo Consultivo que fue aprobado por este Órgano de Gobierno, se emitieron las invitaciones correspondientes y se tuvo la reunión para presentarles la primera propuesta. Ya se recibieron comentarios; afortunadamente, muchos de ellos enriquecieron bastante bien el documento, por lo cual estamos muy agradecidos con las instituciones que enviaron estas recomendaciones.

Este documento ya fue revisado por las diferentes áreas técnicas. El objetivo del día de hoy es platicarles el estatus y algunos de los comentarios que recibimos para solicitar al Órgano de Gobierno su envío a COFEMER; por lo tanto, eso no implica que sea la versión final, es simplemente iniciar la consulta a través de COFEMER y esperamos recibir de nuevo buenos comentarios, tener las reuniones que sean necesarias para eventualmente traer el documento de nuevo para su aprobación y envío al Diario Oficial de la Federación.

Como introducción, únicamente recordarles que el objetivo de estos lineamientos es regular la presentación de la propuesta de los planes de exploración y los planes de desarrollo para la extracción de hidrocarburos por parte de los operadores petroleros. Eso significa que el ámbito de aplicación de este documento es para todos los operadores petroleros, ya sea que cuenten con una asignación, empresas productivas del Estado, o con un contrato de exploración y extracción de los que son asignados a través de licitaciones. Ese es el ámbito de aplicación.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Este documento, que presentamos a ustedes en esta nueva versión que les hicimos llegar con antelación, incorporando los comentarios que apuntaba, tiene gran vinculación con los diferentes ámbitos de la Comisión. Decía yo hace unos minutos que tenemos dos tipos de instrumentos: un operador que firme un contrato de los que gana a través de las licitaciones, como los que estamos realizando en la Ronda 1, o a través de una asignación petrolera que fue otorgada por la Secretaría de Energía a las empresas productivas del Estado.

Una vez que las empresas productivas del Estado o los contratistas reciben una asignación o un contrato, tienen que presentar un plan de exploración o un plan de extracción para el desarrollo de los hidrocarburos. La CNH es la que tiene la atribución de aprobar estos planes de exploración o de extracción y, por lo tanto, de ellos nacen los programas de trabajo, los programas de trabajo también son administrados y supervisados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Otros instrumentos regulatorios que tienen que estar íntimamente relacionados con estos planes son los Lineamientos de medición, que ya tenemos aquí en la Comisión, los de aprovechamiento de gas y, por supuesto, los de reservas y recursos contingentes. Todos estos documentos tienen que trabajar de forma conjunta, está establecido en la ley que se tienen que tener sistemas de medición, aprovechamiento de gas y, por supuesto, verificar el tema de reservas.

Dentro de este documento que les vamos a presentar en unos minutos se establecen las guías, se diseña este documento siguiendo la cadena de valor, es decir, iniciar con la exploración y, por lo tanto, se describen todas las actividades y la documentación que deben presentar para tener aprobado, en su caso, un plan de exploración.

Después pasamos a la etapa de evaluación, que están considerados en los contratos petroleros.

Después a la parte de extracción. Dentro de la extracción tenemos recursos convencionales, también tenemos exploración y extracción de recursos no convencionales y se incluye también el gas asociado a vetas de carbón, conocido como gas grisú, o los hidratos de metano.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Dentro de la estructura tenemos diferentes títulos. Tenemos las Disposiciones Generales, en las cuales se describen muchas de las definiciones relevantes para esto, tratando de tener buena comunión con los contratos petroleros que se van a firmar próximamente y los que ya se han firmado.

El contenido –decía yo– está estructurado siguiendo la cadena de valor, por lo que tenemos las Guías para planes de exploración, para planes de desarrollo para la extracción, exploración y extracción para lutitas, para gas asociado a vetas de carbón, para hidratos y tenemos también para el tema de los planes y programas asociados a éstos. Se describe, entonces, el contenido de cada uno de éstos, cuál es el objetivo de cada una de estas secciones.

Quisiera destacar los principales. Son básicamente el de exploración, evaluación y extracción, tanto de recursos convencionales como de no convencionales, que vamos a detallar en un segundo.

Se describe también cuál es el mecanismo para, una vez teniendo evaluada el área exploratoria, cómo se debe presentar la documentación en caso de que se requiera declarar comercialidad, eso está incorporado también en los contratos, se buscó una comunicación perfecta con los contratos actuales de tal forma que las empresas puedan conciliar correctamente lo que se solicita en estos lineamientos y lo que se solicita en el contrato, de tal forma que no tengan esfuerzos duplicados para estos temas.

Les he pedido al Director General de Evaluación del Potencial Petrolero, doctor Felipe Ortuño, al ingeniero Gaspar Franco, Director General de Dictámenes de Extracción, y al licenciado Enrique Silva, en cargo de la Dirección General de Regulación y Consulta, que me acompañen. Son las tres principales cabezas de los esfuerzos de este documento. Vale la pena mencionar que ha sido esfuerzo de muchos profesionistas de esta institución.

Quisiera, si les parece, si no hubiera algún comentario, que comenzáramos a platicar brevemente del contenido de lo que se requiere para los planes de exploración. Doctor Ortuño, no sé si pudiera ayudarnos con esto.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- Por supuesto, Comisionado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En el capítulo II, que se refiere al contenido de los planes de exploración, tenemos que el plan presentado para las actividades de exploración deberá ser acorde a la cadena de valor.

En esta regulación se establecen tres capítulos sustantivos en que debe basarse este plan de exploración.

El número uno es la evaluación del potencial petrolero.

El número dos es la incorporación de reservas de hidrocarburos.

El número tres es la parte final de la exploración referida a la delimitación y caracterización de yacimientos.

El contenido de estos planes de exploración para aprobación de la CNH deberá de contener, de acuerdo con esta regulación, un contexto general en el que se dará la identificación del área; la ubicación geográfica georreferenciada; el contexto geológico regional; la reseña de antecedentes exploratorios, que incluiría el inventario de información exploratoria inicial con que arranca el operador petrolero; en su caso, si hay pozos, el inventario de pozos exploratorios, campos y reservas; y la estimación preliminar de recursos prospectivos.

El plan de exploración propiamente dicho tiene diferentes puntos y, obviamente, tendrían que plantearse los objetivos; el alcance; la estrategia exploratoria para llegar a la incorporación de reservas; el programa de actividades calendarizado; en su caso, el pronóstico de incorporación de reservas en el tiempo; las opciones tecnológicas; el programa de inversiones y la evaluación económica.

Asimismo, también dentro de este plan de exploración se comprende el primer programa de trabajo anual y el primer programa presupuestal para exploración anual. Incluye, finalmente, los indicadores clave de desempeño para evaluar las actividades del plan de exploración que se refieren, sobre todo, al programa mínimo de trabajo, a los pozos perforados, a los estudios exploratorios, a la adquisición y procesamiento de la información sísmica, el volumen de los recursos prospectivos identificados adicionalmente y el volumen de reservas pronosticadas a incorporar.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asimismo, una vez terminadas las actividades de este primer periodo de exploración, se comprende un programa adicional o un programa de evaluación del descubrimiento, y esto es en caso de que la ejecución del plan de exploración conduzca a un descubrimiento. En tal caso, el operador petrolero deberá presentar otro plan justamente para la evaluación del descubrimiento que comprenderá, otra vez, los objetivos, alcances y estrategia, el cronograma de actividades, un programa de inversiones y los indicadores de desempeño para el programa de exploración. Una vez concluidas estas actividades programadas para la evaluación del descubrimiento, se propone en esta regulación que el operador petrolero reporte las actividades de la evaluación del descubrimiento, todos los datos generados, el informe con la información que se incorporó y, finalmente, una declaración de comercialidad mediante un manifiesto justamente de que el descubrimiento es comercial.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias, doctor.

Como comentábamos, siguiendo la lógica de la cadena de valor de la exploración y extracción, se tiene la parte exploratoria, la parte de evaluación, como comenta el doctor, y llegamos a la parte de comercialidad. Se establece una figura de manifiesto para declarar la comercialidad simplemente para tener un vínculo adecuado con el tema de los contratos, en el que se solicita un informe de la evaluación y la declaración de comercialidad.

Así pues, una vez que se tenga la declaración de comercialidad, se inicia con el periodo para presentar los planes de desarrollo para la extracción de hidrocarburos. Ingeniero Gaspar Franco, ¿podría platicarnos el contenido de éstos, por favor?

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Claro que sí, Comisionado.

El contenido de los planes de desarrollo para la extracción, tanto para yacimientos convencionales como para no convencionales, como es el caso de lutitas, o para el caso de hidratos, o para el caso de extracción de gas asociado al carbón, en esencia, en las partes principales es el mismo. Dentro de estos lineamientos estamos diseñando en la Comisión las guías para la presentación de cada uno de estos puntos generales.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Los puntos generales para estos programas serían la presentación de un resumen ejecutivo; los aspectos geológicos, geofísicos que se encuentren en el área que se piensa desarrollar; va a haber una descripción del plan de extracción que va a ser derivado de un análisis, esperamos, muy exhaustivo de alternativas para desarrollar ese campo, el cual tendrían que presentar en este documento; las reservas de hidrocarburos que pudieran tener y que están asociadas al plan de desarrollo; la evaluación económica que genere este proyecto; obviamente, se va a hablar mucho de los mecanismos de medición, recientemente se han publicado los lineamientos que se deben cumplir para la medición de hidrocarburos y se tendrán que estar considerando en los planes de desarrollo; el programa de aprovechamiento de gas asociado; aspectos de seguridad industrial y protección ambiental, así como la administración de riesgos con los cuales nos vamos a apoyar en la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; temas del programa para el cumplimiento del contenido nacional deberán ser presentados en este plan de desarrollo para la extracción; y también estamos poniendo la guía para la presentación del primer programa de trabajo y de presupuesto asociado a los planes de desarrollo para la extracción; y, en su caso, está un formato para la justificación de posibles modificaciones que pudieran tener estos planes.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias.

Continuando con la estructura del documento, de nuevo siguiendo con la lógica de la cadena de valor, se consideraron algunos escenarios.

No todas las asignaciones, no todos los contratos son nuevos, hay algunos contratos que ya existen, como los COPF y los CIEP que tiene Petróleos Mexicanos, así como las asignaciones que le fueron otorgadas en Ronda Cero. En alguno de estos dos casos, asignaciones petroleras o los CIEP o los COPF que quisieran ser migrados, evidentemente, la mayoría de ellos ya tiene producción, tienen actividades que están sucediendo, no puede suspenderse la actividad para tener la presentación de un plan y su aprobación, por lo que se estableció la figura de unos planes provisionales, de tal forma que durante la migración, mientras se elabora ese nuevo plan en el nuevo contrato de exploración y extracción, se pudieran seguir las operaciones. Estos planes provisionales buscan ser ese vínculo en donde



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

se puedan continuar las actividades previstas por la figura previa, la asignación, el COPF o el CIEP, mientras se elabora el nuevo.

En cualquiera de los casos, se presenta la propuesta, las áreas técnicas exploración y extracción elaborarán los respectivos análisis, se incluye cuáles son los diferentes elementos que serán analizados para la elaboración de un primer dictamen preliminar, éste es un primer acercamiento para informar al operador para poder hacer del conocimiento algunos comentarios sobre tecnologías de exploración o extracción, mecanismos de producción, etcétera.

Una vez que se tenga elaborado y hecho del conocimiento del operador, se recibirán las modificaciones que tengan que hacer, en su caso, y después se elaborará el dictamen final. Ese dictamen se presentará al Órgano de Gobierno para su aprobación, en su caso.

Quisiera solicitarle al licenciado Enrique Silva que pudiera platicarnos sobre el contenido del dictamen, es decir, lo que se va a presentar al Órgano de Gobierno, y después el contenido de lo que estamos considerando que debe incluir la resolución que emita esta Comisión.

ENCARGADO DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE REGULACIÓN Y CONSULTA,
LICENCIADO ENRIQUE SILVA PÉREZ.- Con gusto, Comisionado.

Fundamentalmente, como ya lo expresó, en el dictamen final se resume la evaluación técnica que la Comisión realizó, en donde identifica el cumplimiento de los objetivos que, en términos del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, se establecen para la Comisión y en ellos se fija la evaluación de los distintos elementos que por ley la Comisión debe observar al momento de hacer su evaluación técnica, mismos que en una resolución posterior, también conforme a la Ley de Hidrocarburos, se establece de manera expresa qué es lo que debe detallar en términos de los mecanismos de medición, en términos de las metas de aprovechamiento de gas, en términos de los elementos generales del plan y, fundamentalmente, la aprobación de los indicadores de supervisión de cumplimiento y los términos a los que se encuentra sujeto el plan como tal.

La resolución, por lo tanto, da cumplimiento expreso a lo que establece la Ley de Hidrocarburos y permite que el Órgano de Gobierno haga suya la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

aprobación del dictamen como tal en los términos que para tal efecto lo señale.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias, licenciado.

Como apuntaba el licenciado Enrique Silva, el objetivo es hacer del conocimiento la resolución hacia el operador. Si es un dictamen favorable, incorporará estas métricas aceptables de medición; estas métricas son siguiendo mejores prácticas internacionales, por ejemplo, modificaciones a la inversión, y en ese caso no significa que algunas de estas modificaciones requiera modificar el plan de desarrollo, el plan de exploración, es simplemente tener una forma de darle seguimiento, las métricas que permiten darle seguimiento a los planes de tal forma de que en caso de que hubiera alguna modificación por encima de estos límites establecidos, se tenga un acercamiento con el operador e identificar si las razones son justificadas o requieren un plan de desarrollo nuevo, ese es el objetivo.

Una vez que se tiene el plan aprobado en cualquiera de los casos, exploración o extracción, será inscrito en un registro público.

Dentro de las modificaciones se establecen los plazos y las características para las cuales tendría que haber una modificación y, por supuesto, como comentaba el licenciado Silva, hablamos del seguimiento de los mismos.

También se habla de la supervisión y, al final, del tema de las sanciones, en su caso.

En general, como decía yo, se tienen las guías. Después de este documento inicial que ustedes conocen, se tienen unas guías bastante a detalle, ya se ha hecho del conocimiento de las diferentes entidades que participan en el Consejo Consultivo de tal forma que las guías sean de la mayor ayuda posible para que sea fácil la integración de la propuesta de plan y las operadoras puedan hacerlo de forma rápida y todos podamos resolver de forma expedita.

Los pasos que siguen, colegas comisionados, es solicitar a este Órgano de Gobierno esta nueva versión que incorpora todas las opiniones internas de la Comisión.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aprovecho para agradecer a todos los comisionados y sus equipos, que amablemente enriquecieron este documento, Consejo Consultivo, diferentes instancias, Secretaria Ejecutiva, principalmente encabezados por el licenciado Silva, el doctor Felipe Ortuño y el ingeniero Gaspar Franco, para tener este documento que pensamos que ya puede ver la luz pública, es decir, si ustedes no tuvieran comentarios mayores, poder enviarlo a COFEMER. Una vez que esté en COFEMER, se inicia la consulta pública, recibir el dictamen de COFEMER, similar a lo que hicimos con el Consejo Consultivo, incorporar esos comentarios y traerlos de nuevo al Órgano de Gobierno para su aprobación y envío al Diario Oficial.

Eso es todo, Comisionado Presidente. No sé si hubiera algún comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Colegas, ¿algún comentario? Adelante, Comisionado Néstor Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias.

Es enfatizar la importancia que tienen estos lineamientos. Los lineamientos de planeación son sumamente importantes para todo lo que significan las actividades de exploración y de extracción, ya lo dijimos en una reunión anterior cuando revisamos quién iba a participar en el Consejo Consultivo.

Creo que es bien importante entender que los planes de exploración tienen una finalidad diferente a los planes de extracción.

En exploración lo que se quiere es potenciar la búsqueda de los recursos naturales, de los hidrocarburos, de tal forma que podamos obtener reservas adicionales para el país. Ese tipo de planes no van a fijarse como una meta la maximización de valor, porque pueden utilizar tecnologías que pueden ser muy caras o perforar más pozos, ahí la maximización de valor no tiene el fondo de por qué se va a dar como bueno o se va a aprobar un plan de exploración, pero en el de extracción eso es sumamente importante.

En el plan de extracción lo que vamos a hacer con estos lineamientos, lo que hemos hecho, el espíritu de estos lineamientos es maximizar valor, que los operadores junto con la CNH busquen esa maximización de valor, que es algo que de alguna forma la Reforma Energética siempre ha planteado: que tengamos los menores costos en las operaciones, que tengamos el mayor aprovechamiento económico de los hidrocarburos, lo cual también



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

conlleva varios efectos, como generar valor en relación al factor recuperación o, más adelante, en la implicación de sistemas de recuperación secundaria o mejorada.

Lo dije en la ocasión anterior cuando tratamos este tema y lo digo nuevamente, lo dije también enfrente del Consejo Consultivo, creo que estos lineamientos son los que nos van a permitir como país buscar la agregación de valor. ¿Qué es agregación de valor? La maximización. Esos planes son los que nos van a permitir hacerlo.

Lo dijo el Comisionado Rangel, había mucha gente involucrada. Toda la gente que nos está escuchando, los que tengan interés podrán también dar sus puntos de vista a través de la página de COFEMER, a lo mejor eso faltaría también enfatizarlo. Y el planteamiento de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos siempre ha estado abierta a obtener de una buena forma, o sea, considerar todos los comentarios que nos han hecho; ni en estos lineamientos, ni en ningunos otros nos hemos cerrado a que nosotros tengamos la razón en todo lo que proponemos.

Creo que eso era importante comentar. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias, Comisionado. Colegas comisionados, ¿algún otro comentario? ¿Directores?

Yo nada más subrayo algunos elementos que ya se destacaron.

Con base en la ley que nos rige, la Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene que atravesar, en estricto sentido, dos instancias de consulta pública, esto a efectos de cualquier regulación que vayamos a emitir. Cualquier proyecto de regulación tiene que atravesar, en primera instancia, lo que en la ley se establece como los Consejos Consultivos, que han sido integrados para cada regulación que hemos estado trabajando, que lo integran distintas asociaciones, como lo establece la ley, que representan expertos y también a la industria petrolera sujeta de la regulación. La segunda instancia de consulta es la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

Lo que estamos haciendo ahora y poniendo a su consideración, comisionados, es el aprobar que esta regulación, que ha sido beneficiada por los comentarios de quienes participan en el Consejo Consultivo, pueda ahora ingresar a COFEMER. Sí destaco que todavía tendremos una sesión



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

adicional con el Consejo Consultivo a efectos de poderles manifestar y comunicar cómo hemos atendido las distintas observaciones que nos han hecho, pero, al tiempo que hacemos eso, la propuesta a este Órgano de Gobierno es iniciar ya con esta versión que ha recogido muchos de los comentarios del Consejo Consultivo, poder ya iniciar el proceso de consulta pública en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.”

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

ACUERDO CNH.E.35.001/15

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, II, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, acordó que el Proyecto de “Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones”, que fue presentado en la sesión, sea enviado a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, en los términos de los artículos 69-H y demás relativos de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, para su consulta pública.

II.2 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-campo Ek y A-0039-M-campo Balam, a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Edgar René Rangel, Germán, en su carácter de Comisionado ponente del tema.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Muchas gracias. Adelante, doctor.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias, Comisionado.

Como comentaba el licenciado Galindo, lo que les traemos en este segundo punto del Orden del Día es la opinión técnica. ¿Qué significa? Éstos son los primeros casos que tenemos aquí en la Comisión.

El artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos señala que las empresas productivas del Estado titulares de asignaciones petroleras podrán solicitar a la Secretaría de Energía la migración de estas asignaciones a contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, contando con la asistencia técnica de la Comisión. Ese mismo artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos, así como el 29 y 30 de su Reglamento, establece que la Comisión debe emitir la asesoría técnica a la Secretaría de Energía respecto a la procedencia de estas migraciones solicitadas por Petróleos Mexicanos.

Este primer caso, la asignación del Campo Ek y la asignación asociada al Campo Balam fueron presentadas por Petróleos Mexicanos a la Secretaría de Energía a través de las solicitudes correspondientes en las que señalan el deseo de migrar estas asignaciones, la A-0120-M-Campo Ek y la A-0039-M-Campo Balam, manifestando el interés de considerar la integración de estas dos asignaciones en un solo contrato, es decir, primero la procedencia de esta migración y, en caso de verlo favorable, integrarlos en un solo contrato.

Muy recientemente, el 31 de agosto, y con información adicional que solicitó esta Comisión ante la revisión de la información enviada por Petróleos Mexicanos, la Secretaría de Energía solicita a la CNH esa asistencia técnica precisamente sobre la procedencia de la solicitud de esta migración de las asignaciones a un contrato.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Para el primer caso que les traemos a la mesa, sobre el Campo Ek y el Campo Balam, ahí se puede ver en el mapa la ubicación de éstos, se encuentran a 95 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen, en el Estado de Campeche. La asignación 0120 del Campo Ek tiene 24 kilómetros cuadrados y la asignación 0039 del Campo Balam tiene 39 kilómetros cuadrados. Esto es aguas someras, 50-55 metros de tirante de agua. Y básicamente comparten características geológicas, es decir, ambos son productores en el Jurásico Superior Oxfordiano y en la Brecha del Cretácico Superior.

La litología, para el caso del Jurásico, son arenas eólicas; y en el caso de Brecha, son brechas dolomitizadas. Son detalles técnicos.

Sobre el caso de hidrocarburo, ahí se puede ver, son 27° API, y en el caso de Brecha son 12° API.

Ahorita le voy a pedir al ingeniero Gaspar Franco, Director General de Dictámenes de Extracción, que nos dé los detalles de cómo se realizó el análisis, es decir, qué fue lo que resolvió el equipo técnico de la Unidad Técnica de Extracción. Pero básicamente, en la solicitud que nos envía Petróleos Mexicanos, a través de PEP, se hace una descripción, por ejemplo, ahí se puede ver el caso de que hay un mecanismo de empuje por entrada de agua y ya los campos están depresionados; en el caso de Ek, se tiene producción de arena, y buscan en la documentación presentada la justificación de esta migración.

Director General Franco, no sé si pudiera guiarnos a través del estudio que realizó el área técnica, por favor.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Claro que sí, Comisionado.

El estudio que realizamos para el análisis de la procedencia de migración de estas asignaciones petroleras a un contrato de exploración y extracción, lo que realizamos es de acuerdo al artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, es verificar que lo que propone Petróleos Mexicanos, comparado con la asignación petrolera que se le otorgó en Ronda Cero, genera más actividad, por lo tanto, más inversiones, puede dar más producción y, de ser posible, incorporar reservas o, en su caso, reclasificarlas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con la información que recibimos de Petróleos Mexicanos y haciendo estos comparativos, observamos que para el caso de Ek-Balam tienen más actividad en lo que es pozos y de esos pozos lo que pretenden es tener más pozos no convencionales que convencionales.

En reparaciones mayores, también tienen reparaciones en los diferentes horizontes que mencionaba el doctor Rangel, el Jurásico Superior Oxfordiano y la Brecha.

También lo que desean es compartir la infraestructura que está asociada en Ek y Balam, y las actividades de abandono que debe tener todo proyecto de extracción.

Al verificar que tiene mayor actividad, también nos dimos a la tarea de revisar esos perfiles de producción de los escenarios de Ronda Cero y el incremental, y observamos que, para el caso del incremental, sí promete un poco más de producción en el tema de acelerarla, de generar un poco más de valor económico. Y en términos de acumuladas para los campos se observa, comparado con Ronda Cero, que sí incrementan un poco la producción acumulada en petróleo crudo equivalente y con la agrupación, por ende, también.

La siguiente, para el caso de la incorporación de reservas o reclasificación, con la actividad que Petróleos Mexicanos manifiesta que haría en el momento de migrar a un contrato, lo que buscaría es incorporar o recuperar toda la reserva que hasta ahora tiene certificada, hasta la denominada 3P.

En la siguiente podemos ver que los gastos de operación, al momento de hacer la integración o la agrupación de estas dos asignaciones petroleras, prometen una disminución en el gasto total de operación al poder integrarlas.

En el caso de las inversiones, que es la siguiente lámina, también se observa una optimización de las inversiones al momento de poderse aliar con alguien con mejor tecnología, alguien que pueda optimizar los costos, que tenga un poco de experiencia que pueda compartir con la que ya tiene Petróleos Mexicanos para poder optimizar las inversiones.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El interés de agrupación de estas asignaciones es compartir esa tecnología, esa experiencia, esas habilidades en sistemas artificiales de producción, como es el BEC y BN. En el caso de Ek-Balam lo que se pretende es poner un sistema artificial de producción híbrida que combine el bombeo electrocentrífugo y el bombeo neumático, que se puedan perforar pozos horizontales, que se pueda tener control de arena mediante las técnicas que existen para ello, el inyectar agua para mantenimiento de presión en la formación Jurásico Superior Oxfordiano y analizar pozos de recuperación mejorada, optimizando toda la infraestructura de ductos, la de generación eléctrica y la infraestructura para la medición de hidrocarburos.

El interés de asociarse con otras empresas también reside en que esperan adquirir tecnología y mejores prácticas para el diseño de esos sistemas artificiales, de pozos horizontales, del control de arena, de operación de instalaciones y control de agua, así como poder compartir el riesgo y, obviamente, tener acceso a financiamiento para poder adelantar actividades y poder reorientar todo el trabajo que se puede hacer en las asignaciones petroleras.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias, Director General.

Resultado de este análisis que me presentó el equipo técnico encabezado por el ingeniero Gaspar Franco y el documento que les enviamos, el documento que soporta esta decisión, es recomendación del equipo técnico opinar favorablemente sobre esta solicitud, es decir, sobre la migración de estas dos asignaciones, la del Campo Ek y la del Campo Balam, a un contrato para exploración y extracción, de acuerdo con el escenario presentado, como fue detallado por el ingeniero Franco.

No sé si tuvieran algún comentario, comisionados.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.35.001/15

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de

Órgano de Gobierno

Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria

21 de septiembre de 2015



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.35.002/15

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 12 de la Ley de Hidrocarburos, 30 fracción II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las asignaciones A-0309-M-campo Sinán y A-0049-M-campo Bolontikú, a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al Comisionado Edgar René Rangel Germán, en su carácter de Comisionado ponente del tema.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Doctor, adelante.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMÁN.- Muchas gracias, Comisionado Presidente.

Muy similar al punto anterior del Orden del Día, Petróleos Mexicanos, a través de PEP, presentó esta solicitud, en este caso para las asignaciones A-0309-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú.

Similarmente, con fines de completitud de esta solicitud al Órgano de Gobierno, tomamos en cuenta lo mismo. El artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos establece la atribución bajo la cual las empresas productivas del Estado titulares de una asignación pueden solicitar a la Secretaría de Energía la migración de estas asignaciones a un contrato de exploración y extracción. Como lo mencionaba en el caso anterior, el artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 y 30 de su Reglamento establecen el requerimiento de una opinión técnica por parte de la Comisión para verificar la procedencia de ésta.

Similarmente al caso anterior, la empresa productiva del Estado presentó la solicitud el 31 de agosto y, similar a lo que presenté en el caso de Ek y Balam, se presenta para estos campos Sinán y Bolontikú información adicional que se solicitó, estuvimos en reuniones en las que se solicitó información adicional, la cual fue integrada recientemente en el mes de septiembre. Tanto la anterior como ésta son solicitudes muy recientes a nuestra Comisión, las cuales tratamos de resolver de forma expedita.

Estos campos, Sinán y Bolontikú, también son de aguas someras. Son campos que se encuentran a 75 kilómetros del puerto de Paraíso, Tabasco. Tienen 101 y 52 kilómetros cuadrados, respectivamente, también son aguas someras. A diferencia del caso anterior, aquí es Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Superior, Medio e Inferior.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Éstos son aceites más ligeros que en el caso que presentamos de Ek y Balam. Aquí estamos hablando de 30° y 33° API para el JSK y 39° API para los Cretácicos.

También se describe, en la información que nos presenta Petróleos Mexicanos, que son campos que tienen problemas de depresionamiento, producción de agua, en los cuales se establece que las características de estos dos son buenos candidatos para hacer estas migraciones y, eventualmente, lo que se conoce como las asociaciones o farm-outs.

Presentan la solicitud con argumentos técnicos, siguiendo los mismos criterios que establecen los artículos 29 y 30 del Reglamento. Le voy a pedir de nuevo al ingeniero Gaspar Franco que nos haga el resumen de este análisis técnico. Por favor, ingeniero.

DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN, INGENIERO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ.- Sí, Comisionado.

Similar al análisis de hicimos para Ek-Balam, en Sinán-Bolontikú también, después de contar con la información proporcionada por Petróleos Mexicanos y de acuerdo al artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, verificamos que generara mayor actividad, por lo tanto, generara más inversión, pudiera incrementar la producción de hidrocarburos y su recuperación final, así como la reclasificación de reservas que tiene asociada. Dado que éste es un proyecto de extracción, requerirá de más tiempo, de más proceso de recuperación mejorada para incorporar reservas.

En el caso de las actividades, observamos principalmente que desean construir algunos gasoductos, algún oleogasoducto y un par de plataformas para apoyo a las actividades de extracción de este proyecto.

Se considera también el abandono de infraestructura, la perforación de algunos pozos más de desarrollo y también está considerando el mantenimiento de presión por inyección de agua en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, además de sistemas artificiales como el BEC en el Campo Bolontikú y el bombeo neumático en Sinán.

En el caso de la producción también se observa que el escenario incremental que propone Petróleos Mexicanos, en caso de que pueda



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

migrar a un contrato de exploración y extracción, es que acumularía mayor cantidad de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente con la opción incremental y con la agrupación de los campos Sinán y Bolontikú.

En el tema de la incorporación de reservas para el caso de este proyecto que es de extracción de hidrocarburos, considera agotar la reserva 3P, es decir, va a reclasificar la reserva que tiene mediante la perforación de pozos para alcanzar la 3P que actualmente tiene certificada, con actualmente me refiero al 1 de enero de 2015.

En el caso del gasto de operación se observa que va a incrementar un poco su gasto de operación, pero recuerden que el gasto de operación generalmente es asociado a la producción que vayan dando, es un costo variable que entre más producción tenga, puede incrementar el gasto de operación, pero esperamos que cuando tenga la asociación o migre a un contrato, pueda llegar a optimizar estos costos. Esto es algo que presenta también Petróleos Mexicanos en su documento, así como las inversiones de toda esta infraestructura que va a construir; se ve que incrementan actividad, que incrementan inversiones, pero también se espera la optimización de esas inversiones ya con su socio.

El interés de agrupación por parte de Petróleos Mexicanos es igual, compartir tecnología, experiencias y habilidades, en este caso de Sinán-Bolontikú para plantas de tratamiento de agua; para controlar el agua; para sistemas artificiales, como bombeo neumático; para la aplicación de fluidos que puedan ayudar a tener una recuperación incremental de hidrocarburos; que se puedan optimizar costos en la generación eléctrica, en tratamientos de agua, en la mezcla de hidrocarburos y en la perforación de pozos, así como tener oportunidad en la recuperación adicional mediante métodos de recuperación secundaria o mejorada; compartir el riesgo geológico y, obviamente, también hacerse de financiamiento para adelantar actividades y poder destinar recursos para otras asignaciones petroleras.

COMISIONADO EDGAR RANGEL GERMAN.- Muchas gracias, Director General.

Comisionados, similarmente al caso anterior, para el caso de las asignaciones A-0309-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú, el análisis realizado por el equipo técnico presentado para mí como



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Comisionado Ponente, consideramos que tiene los méritos para emitir una opinión favorable.

Quisiera preguntar si hubiera algún comentario antes de pasar a la propuesta de acuerdo.”

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

RESOLUCIÓN CNH.E.35.002/15

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0209-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú a un solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

ACUERDO CNH.E.35.003/15

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 12 de la Ley de Hidrocarburos, 30 fracción II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 13, fracción II, inciso d. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, aprobó la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite asistencia técnica a la Secretaría de Energía respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0209-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú a un solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Antes de concluir la sesión, el Comisionado Presidente hizo un comentario sobre el procedimiento de las migraciones, en los términos que a continuación se transcriben:

“COMISIONADO PRESIDENTE.- Muchas gracias, licenciado Galindo.

Yo nada más quisiera resumir un poquito el procedimiento que involucran estas migraciones.

Recibimos, como ya se señaló, estas solicitudes de opinión técnica por parte de la Secretaría de Energía. Esto es una fase que se debe de cubrir en donde la Secretaría de Energía le pide a la Comisión Nacional de Hidrocarburos su opinión para evaluar la conveniencia, desde el punto de vista técnico, que tiene para el Estado el migrar estas asignaciones a contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Al tiempo que se solicitó esta opinión a la Comisión, se presentan en dos grupos, se presenta la solicitud de opinión a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para la migración de dos asignaciones, la asignación correspondiente al Campo Ek y la asignación correspondiente al Campo Balam, para que sean migradas y sean migradas de manera conjunta en un solo contrato. Caso similar las dos asignaciones que corresponden a los campos Sinán y Bolontikú para que sean migradas y formen un solo contrato de exploración y extracción.

A partir de aquí, lo que sigue en el caso de estas migraciones es que la Secretaría de Energía, si así lo dispone, autorice estas migraciones, estableciendo el tipo de contrato que sería sujeto de una licitación a cargo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y, como ha sido en los otros contratos, la Secretaría de Hacienda establecerá los términos fiscales.

Entonces, corresponde ahora a la Secretaría de Energía, en su caso, autorizar estas migraciones con base en esta opinión, estableciendo el tipo de contrato, la Secretaría de Hacienda los términos fiscales, para que regrese a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y entonces publiquemos las bases de licitación de estas asociaciones de Petróleos Mexicanos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Secretario, no hay más temas en la agenda.”

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 18:49 horas del día 21 de septiembre de 2015, el Comisionado Presidente dio por terminada la Trigésima Quinta Sesión Extraordinaria de 2015 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma al calce por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por el Secretario que actuó con ese carácter en la sesión, y se rubrica por todos ellos al margen de todas sus fojas.

Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente

Edgar René Rangel Germán
Comisionado

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Claudio Galindo Montelongo
Designado como Secretario para
esta sesión