



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:36 horas del día 16 de enero del año 2020, 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, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 31 de diciembre de 2019 al 31 de enero de 2020, con el objeto de celebrar la Tercera Sesión Extraordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0037/2020, entregado a los Comisionados el 15 de enero de 2020, 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.

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.

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 en los siguientes términos:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Programa de Evaluación, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación del Programa de Evaluación, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.**

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

"MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Muchas gracias, buen día Comisionados. Vamos a ver en esta presentación las razones y por qué se está modificando este Programa de Evaluación, que es un Programa que está vigente y justamente estamos pasando por el proceso de modificación del mismo. Entonces, en el fundamento legal por el cual le damos cabida a este trámite, pues está establecido desde la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de Órganos Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión que da las facultades para ello, y en los lineamientos que establecen el procedimiento para llevar



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a cabo, aquí, pues, típicamente, vemos casi siempre, los Planes de Exploración, sin embargo, aquí los artículos que hacen referencia, también a la modificación del Programa de Evaluación, pues son los que están descritos en la pantalla, así como las cláusulas que prevén este procedimiento. Sólo para recordar, aquí en el mapa que ustedes ven a la derecha, el polígono rojo marca el área contractual, que es el área conocida como VS02 del operador Jaguar. Dentro de esa área contractual está un campo, aquí al sur, que es Manuel Rodríguez Aguilar, a la zona noroccidental está este campo Miralejos y a la zona sur está este campo Copite, ambos son operados por Pemex, sin embargo, la parte interna es la que opera Jaguar, entonces, eso es importante, nada más por para tenerlo como contexto.

Bueno. Algunas generalidades más del área, nos encontramos en la cuenca de Veracruz, está aproximadamente esta área contractual, a 20 kilómetros al suroeste de la ciudad de Veracruz, del puerto. Tiene una superficie aproximada de 250 kilómetros cuadrados, el bloque, y la elevación del terreno llega de 30 hasta 180 metros. Y la firma del contrato, para recordarlo, fue ocho de diciembre de 2017 y las actividades que están llevando a cabo en el área, es muy importante recordarlo, hay un Plan de Exploración vigente y un Programa de Evaluación vigente, que es el que estamos tramitando la modificación del mismo. Este Programa de Evaluación, al igual que el Plan de Exploración, se aprobaron hace, literalmente, un año, el 17 de enero de 2019. Y los plays productores en el área son la brecha San Felipe y Orizaba que es prospectivo, ¿no? Si avanzamos, entonces a la siguiente, vamos a ver, entonces, cuál es la justificación técnica que tiene el operador para llevar a cabo esta solicitud de modificación. Primero recordar las actividades que están realizando, ¿no? ¿Qué se está haciendo? Reprocesado sísmico, interpretación sísmica, análisis petrofísico caracterización de yacimientos. Estas tareas se están llevando a cabo al amparo del Plan de Exploración, pero es sobre la misma área. Y se hizo una prueba de incremento de presión en el pozo Chilpaya I, que queda, justamente, en la parte norte del campo Copite, ¿no? Más o menos ahí donde les estoy señalando, ahí es donde está la localización del pozo Chilpaya I. ¿Qué es lo que tenían ellos como parte de la información dentro del área contractual? Información sísmica, sin embargo, esa información sísmica está en una versión que no es de muy buena calidad y no



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

les permitió hacer una buena caracterización de esta parte norte al momento, no obstante, como les mencionaba hace un rato, ellos siguen trabajando sobre nueva información, bueno, no sobre nueva información sísmica, mejor dicho, procesando nuevamente la información con un flujo de trabajo desde el inicio del proceso, entonces, eso es lo que ha sucedido hasta el momento. Les decía, al amparo del Programa de Evaluación se hizo la prueba de incremento de presión del pozo Chilpaya. Esto es importante porque permitió al operador conocer las características del yacimiento o del subsuelo, y detectaron, sobre todo, un dato importante, ¿no? Que es, evidentemente, la presión, ¿no? Detectan que la presión del yacimiento es extremadamente baja, lo que los lleva a concluir que, entonces, de la interpretación de los datos de esa prueba de presión, y de toda la información asociada, la conclusión es que el yacimiento está prácticamente depletado, le queda muy poco volumen remanente y es el que se estaría produciendo con los pozos que actualmente están operando en el área y que están al amparo del Programa de Transición. Entonces, la actividad física que ellos tenían planteado hacer, que era dos pozos más en esta área, pues ya no se justifica, ya que ya no encuentran un volumen suficiente para hacerlo, ¿no? Eso es lo que ha sucedido, ¿no?

¿Cuál es el marco normativo que permite dar pie a esta modificación? Pues, el artículo 50 de los lineamientos, que regulan estos planes, permite, justamente, que haya una modificación del Programa de Evaluación, siempre y cuando se actualice algún supuesto. En este caso, el supuesto que se actualiza es la modificación del número de pozos que se estarían perforando, traía el Programa de Evaluación, considerados 4 pozos, actualmente se consideran uno, como lo vamos a ver más adelante, por lo tanto, se actualiza el supuesto y por eso es que le damos trámite a esta modificación.

Justamente, en esta tabla, tratamos de reflejar de manera explícita cuál es el cambio en el programa vigente y el programa modificado. Del lado izquierdo en la columna ustedes van a ver las tareas que se están o las actividades que se estarían llevando a cabo, que es perforación de pozos, terminación de pozos, estudios, pruebas de producción, ingeniería de yacimientos, administración de gestión de actividades y otras ingenierías. Con blanco vemos las líneas de lo que está aprobado actualmente y con verde



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

estamos poniendo, o resaltando, lo que se está modificando, entonces, pues, claramente se nota que el número de pozos que tenían que eran 4, baja a uno, por lo tanto la terminación de pozos en, consecuencia, es igual. Los estudios se mantienen, solamente se reorientan y se ponen en este año. Las pruebas de producción también, como estaban considerándose pruebas de producción en aquellos pozos, si han de llevarse a cabo, pues bajan de 8 a 2. Y en la parte de generar yacimientos, pues también, está bajando de 4 a 2, por el mismo tema y, entonces, si seguimos de esta forma, lo que estamos viendo es que, de manera consecuente, la inversión que se tenía programada, que era de cerca de 22 millones de dólares para todas las actividades de los pozos, bueno, para todas las actividades, no sólo de los pozos, baja casi 4 millones de dólares ¿no? Esto, pues es, digamos, lógico, de acuerdo con el nuevo planteamiento de este Programa de Evaluación.

Ahora, si vemos cómo están esas actividades en el tiempo; aquí están todas las actividades que reflejamos en la tabla anterior y lo que vemos, entonces, es que el operador ha seguido trabajando sobre el plan, el Programa de Evaluación aprobado, y ha llevado a cabo actividades de gabinete, sobre los estudios del área. ¿Qué es lo que plantea para este año? Pues continuar con esos estudios, construir un camino, una localización para perforar el pozo que resta perforar este pozo a finales de este trimestre y principios del siguiente. Una vez que termine ese pozo, estaré haciendo la prueba de producción correspondiente y, en caso (por eso lo pusimos aquí con otro color) en caso de que sea favorable estas pruebas de producción, llevaré a cabo una prueba de alcance extendido el resto del año y hasta enero de 2021. Entonces, eso es lo que estaría sucediendo a nivel temporal con las tareas que se están planteando en este nuevo Programa de Evaluación.

Ahora sí, si seguimos, vamos a ver la ubicación de este pozo que decimos que es el que va a ocurrir. Es un pozo denominado Manuel Rodríguez Aguilar 106 delimitador. Se encuentra, justamente, en esta parte sur, como les decía al principio, está este campo Manuel Rodríguez Aguilar y de manera ya más localizada, existe un pozo que está operando actualmente que es el Manuel Rodríguez Aguilar I, que está aquí y en la parte sureste de este pozo, está la propuesta para perforar el nuevo pozo. Entonces, si lo vemos en profundidad, es un pozo que iría a buscar dos objetivos más profundos de la zona donde está produciendo. La zona



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

productora actualmente está más en la parte superior, sin embargo, está fuera, en otro bloque. Si vemos aquí estas líneas blancas representan las fallas que se encuentran por este estilo tectónico, que se encuentra en el área, y entonces ellos van a evaluar, justamente, la posible extensión de la zona que han encontrado aquí en Manuel Rodríguez Aguilar I A, en la parte del Cretácico Superior, pero también van ir a buscar si hay prospectividad en los *plays* más profundos, que sería para la parte de Orizaba y Guzmantla ¿no?, que ha dado buenos resultados en otra parte del área, no aquí, sino otra parte. Además de la perforación del pozo, pues asociado a ella, se tomará una serie de registros, que son la toma de registros que convencionalmente se hace, en estas actividades.

Si avanzamos, vamos a ver, les decía, en caso de que haya éxito con los hidrocarburos y que se tenga una prueba de producción, se hará una prueba de alcance extendido; esta prueba de alcance extendido tiene unos objetivos muy claros. Primero, estimar la capacidad de producción del pozo, claramente; delimitar los yacimientos previamente evaluados; validar, actualizar los volúmenes, las reservas; definir los radios de drene máximos y conectividad entre pozos, recordemos que hay un pozo ya ahí produciendo; caracterizar los fluidos; las heterogeneidades del yacimiento; estimar la máxima capacidad de flujo; evaluar la eficiencia de esquemas de terminación; diagnosticar las necesidades de algún sistema artificial para el desarrollo posterior y las probables estrategias para su explotación. En la etapa de prueba de producción, esto es el digamos, el diseño conceptual que se tiene para esa etapa de prueba de alcance extendido, se estimulará en caso de requerirse el pozo, se hará una limpieza, un análisis de productividad y la prueba de gasto variable. Y que es lo que se ve aquí diseñado en este diagrama, entonces, la duración aproximada de esta prueba, se estima que sea de 7 meses y los objetivos - como les decía- en la parte de Brecha San Felipe, Guzmantla, y la parte de Orizaba por lo que se ha visto es un yacimiento naturalmente fracturado, entonces es importante llevar a cabo estas pruebas.

Adelante, por favor. Como sabemos que es muy probable que haya flujo de hidrocarburos, entonces, nos presentan toda la parte de medición, la parte de medición se hará en boca de pozo con un separador trifásico. El gas, en caso de que exista, porque no hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

registro de que haya gas aquí, sin embargo, se está considerando que si hubiera gas, pues se medirá y se hará la destrucción controlada tal como lo considera la regulación. Respecto de este caso, los separadores contarán con medidores tipo Coriolis, y éste es el diagrama que estaría teniendo para la medición del pozo va al separador trifásico, en caso de que existiera gas, pues se medirá y se hará a su destrucción controlada y los fluidos, en este caso el agua y el aceite, se irán a tanques para su transporte por autotanques, para la medición de la prueba de alcance extendido se hará la construcción de la línea de descarga para recolectar los fluidos hacia los tanques y la medición se hará con el medidor tipo placa de orificio y todo estará almacenado en tanques verticales en la localización. Seguimos, por favor.

El Programa de Inversiones, ya veíamos hace un momento, que la inversión, naturalmente, va a la baja por este cambio de estrategia. Entonces, arriba vemos el programa de inversiones vigente en las distintas subactividades petroleras que se divide siempre la inversión. Veíamos que la inversión llegaba al final del periodo, a cerca de 22 millones de dólares, actualmente esa inversión llegaría a cerca de 4 millones de dólares, lo que se ha que ejercido y lo que se está ejerciendo durante dos mil diecinueve, es solamente, sobre algunos estudios que se siguieron haciendo y la parte más importante viene para 2020, cuando se considera la perforación del pozo y en su caso, la prueba de producción, ¿no? Vemos unos pequeños montos que siguen hasta 2021 porque, les mencionaba, esta prueba de alcance extendido llegaría hasta enero del siguiente año. Recordar que el periodo termina en febrero, entonces está dentro de lo considerado por el contrato, entonces esta sería la actualización del programa de inversiones.

Ahora, algo muy importante que es lo que vamos a ver en la lámina siguiente, es verificar que estas nuevas actividades sigan dando cumplimiento del contrato, entonces, el contrato tiene establecido un Programa Mínimo de Trabajo, un Compromiso Mínimo de Trabajo -perdón- de 4, 300 unidades y tiene un incremento de 13, 800 unidades. Por lo tanto, el contratista debería cubrir 18, 100 unidades de trabajo. Recordar, otra vez, que hay un Plan de Exploración vigente, que está llevando a cabo actividades, ese Plan de Exploración considera que esas actividades, de realizarse, llevarían 13, 820 unidades de trabajo. Este nuevo Programa de Evaluación, que trae aquí la perforación del pozo y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los registros que veíamos en los estudios asociados, nos dan una contabilidad de 9, 225 unidades, por tanto, sumando estas nuevas unidades, con lo que se está llevando a cabo en el Plan de Exploración, supera lo que el contrato marca como 18, 100. Entonces en ese aspecto está estamos cubiertos también en qué se está llevando a cabo la actividad de manera consistente con lo que dice el contrato. Ahora, como saben ustedes, tenemos que revisar que los programas asociados a este Programa de Evaluación, se cumplan también. Entonces, solicitamos a la Secretaria de Economía que nos diera su opinión respecto del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica, nos dieron la opinión favorable el mes pasado y, recientemente, también recibimos la opinión favorable respecto del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional. Asimismo, se verificó con la SEA que tienen una clave única de registro regulado, vigente desde el 9 de junio 2017, ya que están operando desde aquella fecha, ¿no?

Ahora bien. Las conclusiones, entonces, de este Programa de Evaluación, pues vemos que las razones y la motivación que presenta el operador, pues es razonablemente, técnicamente razonable -perdón- toda vez que los resultados de los estudios que han llevado a cabo, pues, le dan esta señal de lo que tiene que suceder, sobre todo en la parte de la parte norte de Copite. Entonces, la ejecución de las actividades que va a seguir llevando a cabo a lo largo de este Programa de Evaluación, pues generan elementos técnicos que le van a permitir, por un lado, sustentar la comercialidad de los hidrocarburos encontrados en Manuel Rodríguez Aguilar y, por otro lado, pues, darle mayor certidumbre a los volúmenes que existen en el área, la aplicación de tecnologías, metodologías, que está llevando a cabo el operador, las observamos adecuadas de acuerdo a la cadena de valor o a la etapa de la cadena de valor donde se encuentra. Vemos que la ejecución de las actividades previstas, proyecto inversión de cerca de 4 millones de dólares, y las unidades de trabajo, como ya veíamos, se cumplen, por lo que no hay incumplimiento, digamos, o no sé, hay un riesgo de incumplimiento de contrato, respecto de ese de ese tema. Por lo que la modificación de este Programa de Evaluación lo advertimos técnicamente viable, técnicamente factible, toda vez que las actividades permiten generar y acelerar el conocimiento geológico-petrolero del subsuelo, y evaluar el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

potencial y maximizar el valor estratégico de esta área. Por lo que sometemos a consideración del Órgano de Gobierno la aprobación de esta modificación del Programa de Evaluación del contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Maestro Hernández. Comisionados, ¿comentarios? Adelante, Doctor Martínez.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias, Comisionado Presidente. La lámina cinco por favor. No me queda muy claro. En la lámina cinco se comenta que el área de Copite Norte, no presenta potencial recuperable, y es con base en los resultados de la prueba de incremento de Chilpaya, así fue que se explicó. Antes de hacer la prueba de incremento, pues obviamente tuvieron que fluir el pozo; y lo que se dijo es que tiene muy baja presión 69.44 PSI, no sé qué sea eso de ¿presión extrapolada? pero, pues es una presión muy baja, son como 4 kilos, pero la pregunta es, ¿cuánto produjo en el decremento? O sea, porque no creo que solamente tengamos que ver presión, sino también la producción. ¿Cuánto fue lo que produjo?, porque con esas presiones se me hace que ¿cómo le hicieron para producir el pozo? No sé si tengan el dato del gasto.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Los datos del gasto, si no recuerdo mal, y aquí Daniel que me corrija, 0.02 millones de pies cúbicos diarios, ese es el flujo que se tiene de esta zona, ¿no?, del...

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada.

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Nada, exacto. Y tenemos, también, una estimación volumétrica que nos presentó el operador de cerca, con una vez que hicieron el balance de materia, de cerca de 16 millones de pies cúbicos restantes, ¿no?

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces, yo creo que el área Copite Norte no presenta potencial de recuperación de recursos por baja producción, baja presión del yacimiento y marco estructural incierto.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Para que quede claro. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Comentarios? Bueno, pues yo básicamente no hubo la presión, no se espera que esté el volumen que se había considerado y van a bajar la producción, la inversión esperada, ¿no?

MAESTRO RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXPLORACIÓN.- Sí, aunque lo importante de decir, también, recordar que ellos están trabajando en el nuevo proceso de la sísmica en esa área también. Puede ser que de este nuevo procesado sísmico a lo largo del Plan de Exploración, encuentren otra nueva oportunidad, ahí, pero al menos para el área de Copite Norte con la prueba de Chilpaya, esta área sí queda, digamos, descartada. Pero, el resto, pues todavía tiene potencial.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muy bien. Bueno, si no hay otros comentarios, le pido al Secretario dé lectura 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.03.001/2020

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó la modificación del Programa de Evaluación, presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

ACUERDO CNH.E.03.001/2020

Con fundamento en los artículos 22 fracciones I, III y XXVII, y 38 fracciones I y III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 13



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

fracciones X y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 49 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 modificación al Programa de Evaluación presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., relacionado con el contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 11:58 horas del día 16 de enero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Tercera Sesión Extraordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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

Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo

para el periodo del 31 de diciembre de 2019
al 31 de enero de 2020

