



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

OCTOGÉSIMA CUARTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2022

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:00 horas del día 22 de noviembre del año 2022, se celebró la Octogésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2022 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, así como la Directora de Secretariado Técnico Patricia Zorrilla Ramos.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Directora de Secretariado Técnico de la Secretaría Ejecutiva, conforme al Oficio de Instrucción No. 200.064/2022, de fecha 1 de noviembre de 2022, y en términos de 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) y 54 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente manifestó que, por parte de la Secretaría Ejecutiva, estaba presente en la sesión la Directora de Secretariado Técnico Patricia Zorrilla Ramos, a quien preguntó sobre la existencia de quórum, y 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:

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2022 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del plan de exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018.

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2023 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2023 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2023 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V para la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Itzcali-1 SON.

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0310-M-Campo Sini.

Antes de proceder al desahogo del Orden del Día, la Directora de Secretariado Técnico destacó que todos los asuntos contenidos en la misma corresponden a las facultades del Órgano de Gobierno, de conformidad con la normativa aplicable.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2022 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del plan de exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es de la Comisionada Alma América Porres Luna, con la venia de los Comisionados, la Directora de Secretariado Técnico dio la palabra a la maestra Luz Gisela Cortés Herrera, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- Muchas gracias, buenos días Comisionada, Comisionados. Como ya se refirió, les voy a presentar el Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 del contrato ya referido. Y bueno, aquí en esta lámina les mostramos el fundamento jurídico por el que traemos hoy a su consideración el Programa de Trabajo y del lado izquierdo vemos una imagen con el área contractual AS-CS-06 y vemos que está rodeado por diferentes áreas de exploración y al Norte por dos contratos de la ronda 2, licitación 1.

Respecto de la relación cronológica, tenemos que esta solicitud ingresó en agosto de 2022. Se previno en octubre. En este periodo también tuvo un proceso de suspensión y conclusión de la suspensión que inició el 29 de agosto y concluyó el 28 de septiembre. Posteriormente, atendió a la prevención el 25 de octubre. Tuvimos dos alcances de información el 7 y 15 de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

noviembre. Se amplió el plazo para prevenir y estamos el día de hoy ante ustedes presentando este Programa de Trabajo.

En cuanto a la ubicación, tenemos que se localiza aproximadamente a 85 kilómetros al norte de Villahermosa, Tabasco, dentro de lo que son las Cuencas del Sureste. Tiene una superficie aproximada de 580 kilómetros cuadrados y se encuentra en tirantes de agua que van entre 25 y 100 metros aproximadamente. El contrato se firmó en junio de 2018. Es un contrato de producción compartida y el fin del periodo inicial de exploración concluye el 4 de mayo de 2024. El Plan de Exploración se aprobó en septiembre de 2019 y el Programa de Trabajo y Presupuesto 2021 se aprobó en enero del año pasado.

Respecto del Programa Mínimo de Trabajo, en el contrato tiene 1,552 unidades de trabajo más un incremento de 42,000 unidades de trabajo. Sin embargo, a la fecha el contratista no cuenta con unidades de trabajo acreditadas y tampoco ha ingresado solicitudes. Respecto del periodo inicial de exploración, tiene una duración de cuatro años a partir del 3 de octubre de 2019 y no cuenta con los acuerdos, no se encuentra adherido a los acuerdos de los periodos COVID.

Entonces el Programa de Trabajo 2022 que propone el operador está compuesto por diferentes actividades. Entre ellas, geofísica donde incorpora la adquisición de información al CNIH correspondiente a información de pozos. Actividades de geología, que se refiere a la interpretación sísmica, evaluación de recursos prospectivos, predicción de presión y actividades ya asociadas hacia la perforación que incluye el relevamiento geofísico y geotécnico, mano de obra, estudios técnicos, servicios, así como actividad de seguridad, salud y medio ambiente y actividades generales.

En cuanto al Presupuesto 2022, tenemos que para el año 2022 considera 17.33 millones de dólares. Si lo comparamos con el Plan de Exploración vigente hacia este año, vemos una gran diferencia, que este año consideraba 3.20 millones de dólares y esto es principalmente derivado por las actividades de perforación que estaban consideradas en el año 2020 y que las ha ido recorriendo. Y bueno, vemos que la principal inversión se enfoca a la perforación de los pozos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Entonces con esto tenemos o consideramos que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 es congruente respecto del Plan de Exploración aprobado y el Presupuesto 2022 es congruente con el Plan de Exploración y el Programa de Trabajo del periodo de exploración. Asimismo, consideramos que son consistentes con los requisitos del contrato y las actividades del Programa de Trabajo 2022 se alinean con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional.

En este sentido, observamos que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 referente al Plan de Exploración del contrato citado se identifica técnicamente factible, por lo que se somete a su consideración la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto para el año 2022 del contrato. Sería todo Comisionados, quedamos atentos.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias maestra Luz Gisela Cortés Herrera. Comisionada Alma, por favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sin comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo tres comentarios. Uno en la página 6. A mí se me hace muy raro que estemos aprobando un programa que es para el 2022 cuando estamos en noviembre del 2022. O sea, se me hace no sé si la ley nos permita aprobar lo hecho, como que está medio raro. Entonces no, aquí es una pregunta al abogado general. ¿Esto ya sucedió y nosotros lo estamos validando? ¿Es lo que estamos haciendo?

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Sí Comisionado. Ha sido un ejercicio común. Idealmente los presupuestos se deberían aprobar como ya se está haciendo a más tardar en diciembre para empezar en enero. Este en particular fue desechado cuatro veces y es la quinta vez que se somete a consideración del Órgano de Gobierno. Y sí, lo que se estaría haciendo sería reconociendo las actividades que se

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hicieron a partir de enero. Pero de otra forma el operador no hubiera podido ejercer actividades.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En ese mismo sentido yo tengo aquí lo que presentaron. De hecho, presentaron el 12 de noviembre del 2021, o sea muy a tiempo para un programa del 2022. Y lo volvieron a presentar el 1 de diciembre del 2021 y de ahí la llevamos. Lo presentaron en marzo, lo presentaron en junio y este es lo presentaron en agosto. Entonces no sé si habría que ver por qué exactamente se detuvo el proceso, porque en realidad son cinco veces.

UNIDAD JURÍDICA, DR. ROLANDO DE LASSÉ CAÑAS.- Hubo cuatro desechamientos. No había subido esto a Órgano de Gobierno, es la primera vez. La unidad técnica, a lo mejor aquí Rodrigo nos puede decir con más precisión las razones por las cuales la unidad consideró en los cuatro ingresos anteriores que debía desecharse el proceso.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Si. En la mayoría de los casos fueron temas presupuestales, sobre todo de cómo el contratista inscribía la parte de los costos sobre la parte elegible y no elegible y la última vez previo a esta estuvo suspendida un tiempo porque también estuvo en análisis el Plan de Exploración, una modificación al Plan de Exploración que también acabó desechándose. Entonces pues ha sido un concatenamiento de circunstancias, pero sobre todo es esa parte de los costos cómo quedaba inscrito.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, está medio raro, porque si lo puso en el renglón equivocado no lo veo como una razón para rechazar una cosa de estas. Pero bueno, ya se los dejó ahí como una cosa que podemos mejorar.

Luego en la página 7, yo ahí quisiera nomás una pequeña corrección. Está correcto, pero en realidad ese costo del plan vigente 2022. Da la impresión que es el plan del 2022, cuando no es el plan del 2022. Es costos correspondientes al 2022 del plan vigente. O sea, costos 2022 del plan vigente, al revés, porque si no nos confundimos mucho con el presupuesto 2022 que sí es del 2022 y ahí sí tiene pues más sentido.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En la página 8 no sé si lo que nos acaba de decir el abogado general lo pudiéramos reflejar de alguna manera. ¿Es congruente respecto al Plan de Exploración aprobado? Sí es congruente en términos de actividades. Hizo las mismas actividades, está correcto en ese sentido, pero un plan tiene también fechas. O decir este es congruente en cuanto a actividades respecto del Plan de Exploración aprobado, que es lo que estamos realmente aprobando.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, así es doctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Héctor. Por favor, Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Pues sí efectivamente pues llama mucho la atención, estamos en noviembre de 2022 y estamos aprobando un Programa de Trabajo y Presupuesto de 2022. Hay que recordar que este es un contrato de producción compartida que trae a TotalEnergies con el 35%, es el operador. Pemex tiene el 50% y QPI México el 15%. Pues sí efectivamente hubieron cuatro desechamientos y se desechaban porque había una modificación al plan, pero al final pues el plan también ni fue considerado ¿no?. Entonces estábamos desechando sin realmente tener que hacerlo, según mi punto de vista, porque al parecer todo lo que nos están presentando hoy está avalado con el plan anterior ¿no?

Entonces bueno, sí creo que los comentarios del doctor Moreira son importantes en el sentido de que hay que aprender de estas cosas. Pero lo más importante es enfatizar el planteamiento del doctor Rolando de Lassé porque efectivamente si estamos el día de hoy avalando un Programa de Trabajo y Presupuesto de lo que ya pasó, eso es importante porque si no lo hiciéramos así pararíamos la actividad. Entonces qué bueno que nosotros podamos de alguna forma ser eficientes en ese sentido de no parar y que ojalá pues ya no estemos viendo el Programa de Trabajo y Presupuesto 2022, sino que ya estemos viendo el 2023.

Handwritten notes in blue ink, including a signature and the number '9.7'.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Los otros tres puntos del Orden del Día son del 2023, este es el único de 2022. Entonces ojalá ya también tengamos por aquí en el tintero ahí con ustedes el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 de este contrato R03-L01-AS-CS-06 y ojalá nos lo traigan pues ya rápido. No tiene ningún problema ese ¿verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, ahorita justamente una de las cosas que tenemos que hacer es ver que este se pueda aprobar porque uno de los principales requisitos es ver que sea consistente con el ejercicio previo. Entonces pues no podíamos revisarlo hasta que estuviera aprobado. Pero sí, está ya presentado y estamos esperando que pase este primero para traer el siguiente.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias maestro Hernández.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Sí, efectivamente es atípico esto y yo espero que sea el único. Si hay algún otro caso similar, yo sí quisiera solicitar que nos lo hagan saber a la brevedad.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Hay uno más.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Ah, muy bien. Entonces fuera de la sesión posteriormente favor de presentárnoslo, porque estamos en noviembre, estamos próximos a cerrar sesiones del año y cualquier retraso puede traer una falta mayor legal o administrativa, según sea el caso. Por lo que lo mismo que al 2023 si algún caso se va rezagando también hay que estar pendiente, porque ir permitiendo que se vaya rezagando y quedando hacia el final es sumamente riesgoso y más cuando tenemos un quorum mínimo. Si alguno de nosotros se ausenta por alguna causa, no hay quorum. Entonces estamos trabajando a marchas forzadas actualmente, por fortuna y esperamos así continuar, pero alguna eventualidad nos puede complicar esto. Entonces está bien, adelante con ello y estar muy pendiente de los casos. Y espero que pronto se pueda traer a la Comisión, al Órgano de Gobierno, el presupuesto de 2023 una vez aprobado este 2022.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.
RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Claro.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy
bien, por favor licenciada Patricia.

DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA
ZORRILLA RAMOS.- Claro que sí. Daré lectura a dos acuerdos. El
primero 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 y 31, fracciones VI y XII de la
Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución
por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2022 presentado por
TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del plan de
exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018. Se
somete a su consideración el acuerdo. Pregunto votos a favor
primero."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.001/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2022
presentado por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V.
respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-
R03-L01-AS-CS-06/2018.

ACUERDO CNH.E.84.001/2022

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, y 31,
fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano
de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por
la que se aprueba el Programa de Trabajo 2022
presentado por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V.
respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-
R03-L01-AS-CS-06/2018.

[Handwritten signatures and marks in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA ZORRILLA RAMOS.- ...El segundo acuerdo es con fundamento en las disposiciones ya citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022 presentado por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del plan de exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018. Se somete a su consideración el acuerdo. Nuevamente pregunto votos a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.002/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022, presentado por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018.

ACUERDO CNH.E.84.002/2022

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2022, presentado por TotalEnergies EP México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-AS-CS-06/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2023 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, con la venia de los Comisionados, la Directora de Secretariado Técnico dio la palabra a la maestra Luz Gisela Cortés Herrera, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- Muchas gracias. Bueno, como ya se mencionó, les traemos unos detalles del Plan de Trabajo y Presupuesto 2023 del contrato ya referido. Y bueno, en esta imagen les mostramos el fundamento jurídico por el que traemos este Programa de Trabajo ante ustedes.

Este Programa de Trabajo ingresó en septiembre 2022. Se previno el 12 de octubre. El operador atendió la prevención el 26 de octubre. Tuvimos diversos alcances de información en noviembre y se amplió el plazo para resolver el 9 de noviembre de este año y bueno, estamos el día de hoy ante ustedes presentando el Programa de Trabajo.

En cuanto a la ubicación, tenemos que el área contractual se ubica aproximadamente a 45 kilómetros al noreste de Coatzacoalcos, Veracruz, dentro de la provincia geológica Cuencas del Sureste. Tiene una superficie aproximada de 807 kilómetros cuadrados y un tirante de agua que va entre 70 a 600 metros. El contrato se firmó en junio de 2018. Es un contrato de producción compartida y el fin del periodo inicial de exploración sería el 3 de junio de 2023. El Plan de Exploración se aprobó el 21 de mayo de 2019 y tuvo una

C. 1



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

modificación en mayo de 2022 y el Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 se aprobó el 28 de junio de este año.

El Programa Mínimo de Trabajo para este contrato se establece de 2,119 unidades de trabajo más un incremento de 84,000 unidades de trabajo. Sin embargo, a la fecha el operador no cuenta con unidades de trabajo acreditadas y no ha ingresado tampoco solicitudes de acreditación. Entonces de nuevo el periodo inicial de exploración tiene una duración de 4 años a partir del 3 de junio de 2019. Las actividades que el operador propone, bueno, están consideradas en dos escenarios: un escenario base y un escenario incremental o contingente. El escenario base son las actividades que están marcadas en color verde y el escenario incremental o contingente las actividades que están marcadas en color gris.

De manera general, el operador propone actividades de geofísica, análisis AVO e inversión sísmica. Actividades de geología que van de estudio estratigráficos, análisis termodinámico composicional, estudio de geopresiones y un informe final de pozo y actividades de perforación asociadas a dos prospectos exploratorios, así como actividades de ingeniería de yacimiento que ejecutarían en caso de que el operador obtenga resultados favorables de la perforación.

Entonces el presupuesto 2023, para este año el operador propone 118 millones de dólares. Si los comparamos con los costos del plan vigente enfocados hacia el año 2023, vemos que hay un incremento y esto principalmente igual es por las actividades de perforación. Y bueno, vemos que la inversión está principalmente asociada hacia la perforación.

Con esto Comisionados consideramos que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 es congruente respecto del Plan de Exploración aprobado y es congruente con el Plan de Exploración y el Programa de Trabajo asociado al periodo de exploración. Por lo que advertimos que las actividades del programa se alinean con las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional. En este sentido, identificamos que el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 referente al Plan de Exploración del contrato asociado se identifica técnicamente factible, por lo que se somete a su consideración la aprobación del Programa de Trabajo y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Presupuesto 2023 del contrato ya mencionado. Sería todo por nuestra parte Comisionados, quedamos atentos.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias maestra. Adelante.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ingeniera, ¿aquí han perforado pozos ya?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- No, todavía no.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, van a perforar apenas un pozo, es lo que entiendo. ¿Verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- Dos pozos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Dos pozos, ok. Lo que pasa es de que están en su periodo inicial de exploración. En caso, o sea, van a terminar aparentemente por mayo, es lo que entiendo. Y si quisieran conservar esa área sería muy interesante, porque les va a quedar muy justo la terminación de los pozos y la solicitud la tienen que hacer con una anticipación de 60 días si quisieran pedir un periodo adicional de exploración. Entonces simplemente recordar aquí, porque terminan en junio, que si quisieran pedir un periodo adicional de exploración tendrían que solicitarlo con 60 días de anticipación. Simplemente es eso. Y bueno, pues sí van a terminar muy justo para prever esta solicitud, a lo mejor una prórroga, no sé. Ese sería el punto. Es un comentario, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante Héctor, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Se ve muy claro y se ve otra vez es del 2023 efectivamente en este caso. Hay un pequeño error en la página 2, que nos sé, nada más en términos de ajustar todo. Esa no es el área. De hecho, está en Burgos, y el otro esta...,

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRA. LUZ GISELA CORTÉS HERRERA.- En Cuencas del Sureste.

[Handwritten marks: a blue checkmark, a blue 'M', and a blue 'Q.1' with an arrow pointing up.]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-
Exactamente, O sea, habría que cambiar ese mapa.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.
Adelante.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pues sí
efectivamente regresando a los tiempos, el periodo termina en
junio de 2023, los primeros cinco años. Y llama la atención que en
la modificación del plan ellos plantean que van a tardar siete
meses en perforar los pozos y aquí solamente cinco. Entonces
bueno, eso como que complica la situación para terminar a
tiempo. Simplemente es un comentario, ellos sabrán bien como
operadores pues los tiempos que requieren para hacerlo en el
tiempo adecuado y tener la continuidad y ojalá y pues tengan
éxito en sus dos pozos que están perforando, que están pensando
en perforar. Pero sí, definitivamente tienen que ser muy eficientes
y ojalá pues los puedan perforar en el tiempo que está aquí
planteado aquí en el cronograma de actividades y no en la
modificación del plan de mayo 2022 que dice siete meses. Gracias
Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.
Si no hay más observaciones, adelante por favor, licenciada
Patricia.

DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA
ZORRILLA RAMOS.- Sí. Primer acuerdo. 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 y
31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de
Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Programa
de Trabajo 2023 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V.
respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-
CS-01/2018. Se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es
a favor, agradeceré manifestarlo."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

RESOLUCIÓN CNH.E.84.003/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

ACUERDO CNH.E.84.003/2022

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

"DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA ZORRILLA RAMOS.- ... El segundo acuerdo es con fundamento en las disposiciones ya citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018. Se somete a su consideración el acuerdo. Pregunto por votos a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.004/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

(Handwritten signatures and marks)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.84.004/2022

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Exploración para el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018.

II.3 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2023 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia de los Comisionados, la Directora de Secretariado Técnico dio la palabra la palabra al ingeniero Héctor Martínez Lima, de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Buena tarde Comisionada, Comisionados. Efectivamente les voy a dar los detalles del Programa de Trabajo ya referido. Se trata de un contrato de producción compartida en aguas someras. En este caso el contratista es el consorcio formado por tres compañías, que son Lukoil Uptream, Capricorn Energy y por supuesto Eni México, quien es operador del contrato. Antes de continuar me gustaría



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dar un dato importante. En esta área contractual coexisten un Plan de Exploración y también un Programa de Evaluación. Si recordamos en la última sesión, el jueves pasado presentamos el Programa de Trabajo para el Programa de Evaluación. Entonces en este caso vamos a referirnos al Plan de Exploración, pero al ser de la misma área contractual vamos a observar similitudes importantes.

Entonces el fundamento jurídico me voy a permitir obviarlo. En cuanto a la ubicación regional de esta área contractual, vemos que se ubica en la transición entre aguas someras y aguas profundas. Hacia el Norte vemos un contrato de aguas profundas operado por Repsol. Hacia el Noreste también un contrato de Repsol, pero en este caso es de aguas someras. Hacia el Este hay una asignación de Pemex correspondiente al proyecto Uchukil. Hacia el Sur tenemos dos contratos de la ronda 2.1, uno de ellos operado por Capricorn y el otro por Talos Energy. En cuanto a la relación cronológica de este Programa de Trabajo, nosotros recibimos la solicitud por parte de Eni el 27 de septiembre. Emitimos una prevención en octubre. Fue atendida también en octubre. No obstante, el operador nos presentó un alcance de información el 4 de noviembre, por lo cual ampliamos el plazo para resolver este trámite, lo cual nos llevó hasta el día de hoy para presentarles el desahogo del mismo.

En cuanto a la ubicación geográfica de este contrato, tenemos que se ubica a 60 kilómetros de la costa de Tabasco en la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste y provincia geológica Salina del Istmo. El área contractual tiene una extensión de 532 kilómetros cuadrados en tirantes de agua que van de 250 a 600 metros. Y también como antecedente el Plan de Exploración para este contrato fue aprobado el 25 de septiembre de 2018. No obstante, se modificó en diciembre de 2020 y el último Programa de Trabajo aprobado para este contrato correspondiente al año 2022 se aprobó el 22 de marzo de este mismo año. En cuanto al cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, de acuerdo con el anexo 5 del contrato el operador estaría obligado a cumplir con 2,400 unidades de trabajo. No obstante, existe un incremento equivalente a dos pozos exploratorios, que es de 58,400 unidades de trabajo. Por lo tanto, el operador debe cumplir con 60,800 unidades. A la fecha, sabemos que el contratista no cuenta con

(Handwritten signatures and initials)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

unidades de trabajo acreditadas. No obstante, ya recibimos la solicitud para la acreditación de hasta 80,732 unidades de trabajo.

La duración del periodo inicial de exploración es de 4 años a partir del 25 de septiembre. No obstante, en este caso el operador cuenta con la extensión del primer acuerdo derivado de la emergencia por COVID que le otorgaba 124 días adicionales. Por lo cual, este periodo inicial de exploración estaría concluyendo el 10 de febrero de 2023. Este es el cronograma de actividades para el Programa de Trabajo para el año 2023. Vemos que solamente hay dos subactividades. Una de ellas pertenece al concepto de general y refiere la administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, lo cual en términos generales guarda relación con la administración del contrato. El otro concepto es la subactividad petrolera seguridad, salud y medio ambiente, en la cual se documentan los estudios de impacto ambiental y auditorías de seguridad. En este caso son actividades relacionadas con el cumplimiento normativo que derivó de las actividades de perforación de pozos de esta área contractual.

Si vemos el presupuesto asociado para el año 2023, tenemos la tabla comparativa en la cual el primer rubro corresponde a la subactividad general, en la cual se tenía un costo para el plan vigente de 10,000 dólares y vemos que ahora el presupuesto asignado para el año 2023 es de 160,000 dólares. En ingeniería de yacimientos vemos que tenían un presupuesto asignado para el año 2023. No obstante, esas actividades ya se realizarán en este año, por lo cual ya no aparecen en el año 2023. En seguridad, salud y medio ambiente, por el contrario, no tenían asignado un presupuesto. No obstante, como ya se mencionó, derivado de la perforación de pozos hay algunas actividades, particularmente en el cumplimiento normativo, que tienen que ser atendidas. Por lo cual se destinó un presupuesto de 320,000 dólares para hacer un total de 490,000 dólares en el año 2023, de los cuales el 84% son destinados a seguridad, salud y medio ambiente y el restante, perdón, aquí creo que hay un pequeño error. Seguridad, salud y medio ambiente son 58% y en general 42%.

Como comentarios finales tenemos que identificamos que tanto el Programa de Trabajo como el Presupuesto para el año 2023 son congruentes respecto del Plan de Exploración aprobado y son consistentes con los requisitos del contrato. Advertimos que las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

actividades documentadas en el Plan de Exploración para el año 2023 se concluyeron en el año 2022. Por lo que el Programa de Trabajo y el Presupuesto para 2023 únicamente consideran las subactividades: general, y seguridad, salud y medio ambiente.

Finalmente, el análisis técnico correspondiente concluye que el Programa de Trabajo y Presupuesto asociado al Plan de Exploración se identifican técnicamente factibles, por lo que sometemos a la consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación del Programa de Trabajo y el Presupuesto para el año 2023. Sería todo y quedo atento a sus comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias ingeniero. Adelante.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, creo que ya lo comentamos en la sesión pasada, pero nada más para corroborarlo. No tenemos una solicitud para un periodo adicional de esta área, ¿verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Todavía no tenemos su solicitud doctora, pero el operador ya nos indicó precisamente en el Programa de Trabajo que sí tiene la intención de solicitarla.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, eso sería todo. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Nos podría recordar qué pasó con los pozos. ¿Fueron exitosos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA.- Sí doctor. Uno de ellos, el primero que se perforó es el pozo Saasken-1, del cual derivó el Programa de Evaluación que presentamos en la sesión pasada. Y posterior a ello se perforó el pozo Sayulita-1.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. No, pues muy bien, gracias.

(Handwritten notes and signatures in blue ink)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Gracias. Adelante.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sin
comentarios, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.-
Muchas gracias. Por favor, licenciada Patricia Zorrilla, adelante.

— DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA
ZORRILLA RAMOS.- Daré también lectura a dos acuerdos. 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; y 31, fracciones VI y XII de la Ley de
Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la
que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Eni
México, S. de R.L de C.V. respecto del Plan de Exploración para el
contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017. Se somete a su consideración
el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo
levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.005/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023
presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del
Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-
A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.84.005/2022

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, y 31,
fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano
de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por
la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023
presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del
Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-
A10.CS/2017.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

"DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA ZORRILLA RAMOS.- ... El segundo acuerdo es con fundamento en las disposiciones ya citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017. Se somete a su consideración el acuerdo. Si su voto es a favor, agradeceré manifestarlo levantando su mano."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.006/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

ACUERDO CNH.E.84.006/2022

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

Handwritten notes:
c.
↑
c. ↑



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.4 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Programa de Trabajo 2023 y el Presupuesto asociado al mismo, presentados Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia de los Comisionados, la Directora de Secretariado Técnico dio la palabra al maestro Rodrigo Hernández Ordóñez, Director General de Dictámenes de Exploración.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Muchas gracias. Bueno, ahora traemos entonces en esta pequeña presentación los detalles de este Programa de Trabajo y Presupuesto del contrato que ya refirió la licenciada Zorrilla.

Si avanzamos por favor, como vemos, estamos justamente en el sur de la Cuenca de Burgos en la porción que queda en el mar. Vemos que hay colindancias con un contrato de aguas profundas hacia la parte del Golfo de México, que es de Shell, operado por Shell y luego hay dos contratos que opera Premier a la parte más somera, que específicamente solo colinda con uno, pero el otro está contiguo también. Entonces esa es el área contractual.

Y si vamos a la siguiente, vemos la relación cronológica. De manera que entró la solicitud el último día, bueno, el día que tenían como límite para solicitarla, el 30 de septiembre. Se previno en octubre y en el mismo mes se dio la atención a la prevención. Después hubo dos alcances de información el último día de octubre y después otro el 8 de noviembre, por lo tanto, ampliamos el plazo para resolver y lo traemos a su consideración el día de hoy.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Específicamente estamos aproximadamente a 22 kilómetros frente a las costas de Tamaulipas en la parte central de bloque, no la parte más cercana. Dentro de esta provincia que les decía de Burgos, el bloque tiene cerca de 811 kilómetros cuadrados de superficie y los tirantes de agua superan apenas los 500 metros de profundidad.

El contrato es de producción compartida como ya lo saben. Se firmó en junio de 2018 y el periodo inicial de exploración tiene una vigencia hasta agosto de 2023. Este Plan de Exploración está vigente desde el 2019 que se aprobó en julio y el Programa de Trabajo y Presupuesto de año que va corriendo se aprobó en marzo de 2022. Esos son los antecedentes que revisamos.

El Programa Mínimo de Trabajo de este contrato establece 2,128 unidades de trabajo. No hay incremento al Programa Mínimo de Trabajo. El contratista no cuenta todavía con unidades acreditadas. No obstante, ya está en proceso de acreditación de 2,294 unidades, con las que cubriría el Programa Mínimo de Trabajo que se estableció en el contrato. Este periodo, como les decía, fue por cuatro años y finalizará en agosto de 2019 ya que no hay ninguna ampliación que los lleve más allá de momento.

Este es el cronograma entonces que queda en la solicitud. Vemos que hay dos subactividades, una que es general y otra que es geología. En general pues está toda la parte administrativa del contrato y un contrato de servicios petrotécnicos. Y en la parte de geología estarán terminando los estudios geológicos de detalle, que son los que dan finalización al Plan de Exploración y por lo tanto para esta etapa del año 2023 que es la interpretación sísmica y la evaluación de prospectos, riesgos, recursos prospectivos y recursos contingentes. Con eso cerrarían el contrato.

Este es el presupuesto justamente. Vemos en la penúltima columna los costos de 2022 del plan vigente eran de 230,000 dólares. Ahora hay un presupuesto por 520,000 dólares. Como vemos, hay un incremento en la parte general de 120,000 a 390,000 y geología se mantiene más o menos en el rango. De manera tal que general se lleva el 75% de la inversión o del presupuesto y geología el correspondiente 25%.

b.
N
↑
H.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Ahora, como comentarios finales tenemos que este Programa de Trabajo y Presupuesto es congruente con el plan que está aprobado. También el presupuesto es congruente con ese plan y con el Programa de Trabajo que sigue corriendo para 2022. Por lo tanto, las actividades que planea desarrollar el contratista en 2023 se alinean con las mejores prácticas en el contexto internacional y los costos están dentro de los rangos que establece la Comisión con la información que teníamos para hacer las referencias.

Por lo tanto, entonces tenemos una opinión técnica. Observamos que este Programa de Trabajo y Presupuesto referente a este Plan de Exploración del contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018 se identifican técnicamente factibles derivado de todo el cumplimiento normativo, particularmente del contrato. Por lo que sometemos a consideración de este Órgano de Gobierno la aprobación del Programa de Trabajo y del Presupuesto asociado con este contrato del Plan de Exploración del contratista Repsol. Es cuanto Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Rodrigo Hernández Ordoñez. Por favor Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. La pregunta que he estado haciendo es un contrato que termina en este caso en julio. ¿Se tiene alguna previsión de que vayan a continuar con el área?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- No, ya no. No, no, el contratista ha manifestado ya la renuncia para el área.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, pero bueno, ¿todos los estudios y todo nos lo van a proporcionar?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. RODRIGO HERNÁNDEZ ORDOÑEZ.- Sí, por supuesto.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Porque esta es un área que en cierta manera, aunque es en aguas someras, es un área frontera ¿no? para nosotros dado que no se han realizado pozos en esta área. Entonces sí sería bueno tener toda esa información que han generado. Ok, muchas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.
Héctor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sin
comentarios Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- También sin
comentarios, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muy
bien. Al no haber más observaciones, por favor, licenciada Patricia
adelante.

DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA
ZORRILLA RAMOS.- Sí, claro. 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; y 31, fracciones
VI y XII de la Ley de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la
resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023
presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto
del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-
07/2018. Se somete a su consideración el acuerdo. Pregunto
primero por votos a favor a su consideración."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad,
adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.007/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de
Hidrocarburos aprueba el Programa de Trabajo 2023
presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V.
respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-
R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.84.007/2022

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, y 31,
fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Programa de Trabajo 2023 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

“DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA ZORRILLA RAMOS.- ...El segundo acuerdo es con fundamento en las disposiciones ya citadas, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se aprueba el presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023 presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018. Se somete a su consideración el acuerdo. Pregunto nuevamente por sus votos a favor.”

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.0086/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.

ACUERDO CNH.E.84.008/2022

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, y 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2023, presentado por Repsol Exploración México, S.A. de C.V. respecto del Plan de Exploración para el contrato CNH-R03-L01-G-BG-07/2018.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.5 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización presentada por Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V para la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Itzcali-1 SON.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, con la venia de los Comisionados, la Directora de Secretariado Técnico dio la palabra al ingeniero Ricardo Basurto Ortiz, Director General de Autorizaciones de Exploración.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INC. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Buenas tardes, muchas gracias a todos. Sí, efectivamente traemos a su consideración los elementos técnicos generales para esta solicitud de autorización y los traemos a consideración de ustedes. En la siguiente lámina lo que vamos a ver es el fundamento jurídico basado en la Ley de Hidrocarburos, en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, el Reglamento Interno de la Comisión y los Lineamientos de Perforación de Pozos. En la lámina que está hacia la parte derecha tenemos el mapa de ubicación de este pozo. Estamos en la parte norte del Golfo de México. Ya se ubica en tirantes de agua que lo catalogan como un pozo de aguas profundas y este pozo dentro del polígono que se muestra en color rojo se encuentra en el sector central en la parte Este y colindante con áreas contractuales de licencia que también son operadas por Shell. Más hacia el Norte hay incluso un área contractual operada por China Offshore y algunas asignaciones de Pemex.

Como pueden observar, el pozo se ubica lejano de los pozos que están considerados como pozos análogos en términos de las condiciones geológicas que se esperan. El más cercano está casi a 40 kilómetros hacia la parte Este. Y en el mapa que se ubica más

Handwritten notes:
C.
A
9.1



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

hacia la derecha lo que pueden ver es la localización de pozos recientemente aprobados por esta Comisión y que también serán perforados por el operador Shell. Lo que se está viendo es que este pozo va a ser perforado por un mismo barco perforador que va a emplear el operador petrolero. Iniciaré actividades en el mes de enero del próximo año. Y lo que trata de ilustrar el mapa en miniatura es ver ese tren de perforación que va a seguir este barco perforador. De tal manera que, si podemos observar y ahorita que nos están apoyando con el zoom, el pozo Jokol iniciaría actividades en la parte sur del Golfo de México. Se desplazaría cerca de 600 kilómetros para iniciar las actividades en el pozo Itzcali, que es motivo de la presente sesión y posteriormente el pozo Luwa, que como les mencioné son pozos, tanto Jokol como Luwa son pozos que se autorizaron en sesiones pasadas.

Habíamos hecho la observación aquí de hecho en esas sesiones que pues estos pozos Jokol y Luwa iban a ser perforados uno tras otro. El operador petrolero en el transcurso de la revisión de este pozo Itzcali envió una aclaración respecto de una actualización al cronograma respecto de Luwa, porque estaría iniciando la perforación Itzcali primero y después el pozo Luwa. Entonces así queda aclarado el tema del tren de perforación de este pozo y con ello vamos a ver más adelante el programa calendarizado que nos están proponiendo.

Bueno, esta es la línea de tiempo respecto de la atención de la solicitud de autorización del pozo Itzcali. Este pozo ingresó el 6 de septiembre del año 2022. Hubo una prevención de información el 26 de septiembre. Hubo incluso motivos de aclaraciones técnicas. El operador petrolero incluso solicitó una prórroga para atender a la prevención. Le fue concedida, para que finalmente el 5 de octubre atendiese las prevenciones y las aclaraciones que manifestamos en el oficio del 26 de septiembre. De tal manera que el día de hoy estamos trayendo a consideración esta presentación.

La siguiente lámina entonces son los datos generales de pozo Itzcali y voy a retomar lo que estábamos manifestando en la primera lámina. Es precisamente en la imagen lo que se ve es el barco perforador que estarían utilizando. Este sería el que se desplazaría desde el pozo Jokol y con ello iniciaría actividades al día 12 de abril del año 2023. De acuerdo con la programación del pozo Jokol, este iniciaría actividades en enero de 2023 y concluiría



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

a mediados del mes de marzo. Entonces los 600 kilómetros que se desplazaría sería para poder iniciar el 12 de abril de este año y ejecutar un programa de 69 días.

Regresándonos ya a materia de esta sesión, pues el pozo Itzcali lo están considerando como un pozo de sondeo estratigráfico en el marco del escenario base del Plan de Exploración. ¿Por qué lo están considerando como un pozo de sondeo estratigráfico? En realidad, el Plan de Exploración lo que postulaba era identificar cuatro prospectos exploratorios, dos que tienen objetivos en el Eoceno y dos en el Mioceno. De eso cuatro prospectos exploratorios, dos eran los que mayor probabilidad tenían de ser perforados, tanto el prospecto A como el prospecto B que tiene objetivos comunes. Realizando los estudios que se aprobaron en el mismo Plan de Exploración que tienen que ver con compra de información sísmica, reprocesado de esta y la interpretación de la misma es que llegan a tener más claridad sobre los prospectos, los cuales se tendrían que perforar.

En este caso el prospecto A es el que se seleccionó. Se determinó el nombre e incluso esta clasificación de sondeo estratigráfico. Y en estas actividades que les acabo de describir el mismo operador petrolero se dio cuenta que la calidad de la información sísmica aún era muy baja como para poder dar mayor certidumbre a un pozo exploratorio como tal. Por ello es que le denominaron de sondeo estratigráfico puesto que al ser un pozo que incluso va a perforar por debajo de un intervalo de sal, pues tiene mayor certidumbre. Entonces con ello hacen esta adecuación respecto al Plan de Exploración e incluso los recursos prospectivos se están actualizando respecto de los originalmente estimados en el Plan de Exploración.

Bueno, dicho esto, pues se dan estas características de pozo. Este pozo va a ser perforado en un tirante de agua de 1,235 metros. Va a tener objetivos en el Eoceno Inferior en un intervalo que está marcado en la pantalla. Se espera que se encuentre aceite pesado de 29° API y se esperan condiciones de presión y temperatura muy cercanos a un pozo conocido como HP-HT. El pozo va a ser perforado con trayectoria direccional tipo "J" y alcanzará una profundidad de 7,858 metros desarrollados. El barco perforador, bueno, ya habíamos hecho referencia a ello, pero tiene capacidades incluso de perforar hasta 12,000 metros.

(Handwritten notes and signatures in blue ink on the right margin)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, en esta lámina vamos a describir lo que es la interpretación que el operador petrolero tiene sobre la trampa. Como ustedes ven, en la parte izquierda hay una sección sísmica, una imagen sísmica en la que lo que el operador petrolero proyectó e interpretó es el intervalo que está iluminado en color rosa es precisamente el intervalo de sal que va a atravesar con la perforación de este pozo. Antes del intervalo de sal, va a atravesar algunas secuencias estratigráficas recientes. Incluyen algunas fallas normales. Muchas de estas fallas están ocasionadas precisamente por el movimiento de la sal. Y por debajo de la sal es donde el operador petrolero ya con la interpretación que acabamos de describir respecto de las actividades que ejecutó en el Plan de Exploración es donde está marcando mayor incertidumbre. En estas secuencias va a atravesar ya secuencias del Eoceno para alcanzar el Eoceno Inferior, que es el objetivo de la perforación de este pozo y la profundidad total la va a marcar hacia la cima del Paleoceno, que sería el punto blanco dentro de la trayectoria, el punto blanco final dentro de la trayectoria y muy próximo a una falla normal. Lo que el operador petrolero está ilustrando en esta sección sísmica además es que hacia la parte derecha que sería la parte Este de la localización. Ellos mismos están identificando en sus cimas de interpretación que ya empiezan a tener mucha incertidumbre sobre el seguimiento de estas cimas estratigráficas y es por ello que también con esto nos están ilustrando el carácter de sondeo estratigráfico del pozo.

Entonces con esto están estableciendo un modelo para realizar la perforación de este pozo. Este pozo entonces va a ser perforado en seis etapas, la última en agujero descubierto y atravesará una columna geológica, la cual se puede ver en la parte más izquierda que es desde el Pleistoceno-Mioceno atravesará el intervalo de sal y continuará con las secuencias del Eoceno hasta poder alcanzar la cima del Paleoceno, que sería el indicador de la profundidad total del pozo de acuerdo con el diseño. Con eso entonces el operador petrolero estimó las condiciones de presión, las cuales se muestran en el perfil de las curvas de geopresiones. Lo que se observa es en la parte de presión de poro se estima condiciones normales de presión, encontrando condiciones propias de la sal en la que hay una inversión de los esfuerzos y por ello tenemos un gradiente de fractura superior al de la sobrecarga. De acuerdo con los estudios que ha hecho este operador petrolero en el Golfo de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

México, ellos estiman que el gradiente de fractura en la sal son 500 libras sobre pulgada cuadrada por encima de la estimación de la sobrecarga. Entonces con ello están diseñando fluidos de perforación que puedan soportar, no alcanzar este gradiente de fractura, pero sí soportar el cierre de la sal que es natural, tiene un comportamiento natural cuando se está atravesando.

Posteriormente una vez que atraviesa los intervalos, el intervalo de sal, encontraría condiciones de sobrepresión en toda la parte del Eoceno Superior y Eoceno Inferior e incluso dentro de los objetivos geológicos que están marcados en la columna litoestratigráfica. Entonces una vez descritas las condiciones de la columna geológica, el operador petrolero entonces diseñó el pozo a ser perforado con esta configuración que se muestra en la parte central. Estará asentando una tubería conductora de 36" por debajo del lecho marino. Posteriormente estaría sometiendo dos tuberías de revestimiento que se considerarían como de etapas superficiales. Incluso estas dos etapas estarían perforadas con fluidos de perforación base agua y esto les permitirá tanto aislar los acuíferos superficiales como atravesar la zona de potenciales riesgos someros identificados en los estudios previos.

Ya para el intervalo de sal está considerando aislarla con una tubería de 14" y después aislar la parte del Eoceno Superior y parte del Eoceno Medio con la tubería de 9 5/8" para que pueda alcanzar los objetivos geológicos en agujero descubierto con un diámetro de 8 1/2". Como escenarios de contingencia se muestran en la parte extrema derecha. Son precisamente tuberías de revestimiento que apoyarían en caso de que se encontrasen problemas operativos hay dos de estas tuberías dentro del intervalo de sal puesto que el operador petrolero estima que dentro de la sal se encuentren algunos eventos como soldaduras o incluso algunas zonas presurizadas por la presencia de potenciales sedimentos de arrastres causados por el movimiento de la sal.

Ya las siguientes tuberías de revestimiento de contingencia que también están marcadas en rojo más a la profundidad pues les permitiría mitigar algunas condiciones, sobre todo por potenciales pérdidas de circulación y que les impidan en algún momento alcanzar la profundidad total con el diseño originalmente

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large 'N' and a signature that appears to be 'G. J.'



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

planteado. Finalmente, en la siguiente lámina vamos a ver los comentarios finales.

Lo primero pues es que es parte del escenario base de la modificación del Plan de Exploración, la cual fue aprobada en el mes de junio de 2020. Como les expliqué, pues este pozo tal y como está propuesto en esta solicitud de autorización, toma como base lo que se denominó el prospecto B documentado en ese Plan de Exploración. El segundo punto pues es muy relacionado con esto. En este caso el operador petrolero con la maduración de los estudios que realizó en el Plan de Exploración es que llega a la conclusión de que requiere conocer la columna geológica para tener mayor certidumbre del área y por ello clasificar al pozo como un pozo de sondeo estratigráfico. El tercer punto es lo que ya explicábamos en la lámina anterior sobre las tuberías de revestimiento de contingencia, pero el diseño de esta permitirá al operador petrolero poder alcanzar la profundidad total del pozo, utilizando el diseño inicialmente planteado.

Finalmente, pues esta Dirección General de Autorizaciones de Exploración considera técnicamente adecuada la perforación de este pozo dado que no observamos elementos adicionales respecto de la geología, la operación, la integridad del pozo, incluso el cumplimiento a la normativa aplicable en materia de perforación que limiten o impidan las actividades programadas. Por mi parte es todo, muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias ingeniero Ricardo Basurto. Por favor, Comisionada.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. El pozo está clasificado como de sondeo estratigráfico. Sin embargo, una vez más al momento de ser de sondeo estratigráfico si es exitoso o si es seco ¿cómo lo van a saber digamos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. Los Lineamientos de Perforación de Pozos en su anexo TER sí habilitan que un pozo de sondeo estratigráfico en determinado momento pueda ser descubridor. Puede clasificarse posteriormente como recolector de información de acuerdo a los resultados que obtenga y también



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

abre la posibilidad a que si no encuentra ni obtiene la información de la columna geológica se pueda clasificar como no exitoso.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, ¿pero cómo? O sea, ¿con qué información?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Con la información que obtenga de la columna. En realidad, cuando hacen la perforación de los pozos o más bien en este caso están programando la toma de información durante la perforación y registros con cable.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Bueno, ya averigüé yo y resulta que en la documentación sí tiene los dos sentidos. Y aquí en la documentación del pozo, y era algo que a mí me quedaba duda en los pozos de Shell, ellos dicen, están dos escenarios, dice, si el pozo viene seco, ustedes me habían dicho que con registros y no es con registros. Dice si el pozo viene seco, viene cierta información. Si el pozo es exitoso, entonces sí van a tomar muestras de fluidos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es, pero no a través de una prueba de producción.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, no, pero sí van a tomar muestras de fluidos y los van a analizar. Entonces sí van a tomar ciertas muestras de fluidos y muestras de presiones y de fluidos. Entonces sí es directamente de la formación que van a tomar las muestras de presiones y de fluidos para poder marcar que el pozo va a ser exitoso. Entonces creo que sí es importante decirlo porque no es con registros, sino es con muestras directas de la formación ¿no? Entonces, digo, es importante decirlo para que, si en un momento dado ojalá que sea exitoso, si es exitoso sí serían muestras directas de la formación. Es una.

Ahora, mi pregunta sobre este pozo en especial. Se supone que van a atravesar una cierta columna de sal y exactamente saliendo de la sal van a tener cierta desviación del pozo. Está asegurada la integridad de pozo dado que saliendo de la sal tiene esa desviación del pozo, o sea, por el tipo de formación que se tiene en

(Handwritten marks and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

— la sal y sobre todo por la ventana operativa que se ve estrecha saliendo de la sal.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí doctora. En atención a una de las prevenciones, el operador petrolero precisamente manifestó la estrategia del diseño de la trayectoria del pozo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Se ve en la siguiente.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es. Entonces ellos lo que van a hacer para asegurar lo que acaba de preguntar, es asentar dentro del intervalo de sal previo a la base la tubería de revestimiento de 14". Entonces eso les permitiría salir con un fluido de perforación distinto, atravesar la base de la sal y confirmar la presencia del Eoceno Superior para que a partir de ahí puedan hacer la desviación del pozo. Entonces precisamente la medida de mitigación o cualquier mitigación respecto de la base de la sal es asentar la tubería de 14" dentro de la sal previo a la base. Poder tener control de los fluidos cuando se atravesase la base y ahí determinar en qué momento empezar con el programa direccional.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, previo. En la sal van a poner la zapata y de ahí. O sea, no importa que sea plástica la sal. O sea, ¿digamos ahí sí queda asegurada?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. Ahí tendrán mayor control sobre los fluidos para la siguiente etapa. Que como ve, empiezan a incrementar ¿no? Entonces con ello aseguran tener mayor control sobre los fluidos y una vez que atraviesan una zona que ellos generalmente se conoce de incertidumbre, no sabe si va a haber sedimentos de arrastre, zonas presurizadas, tienen que ser atravesadas lo más vertical posible, pero también lo más perpendicular a la base de la sal. Entonces precisamente el hecho de asentar previo a la base de la sal es la medida que les permitirá tener un control adecuado del fluido de perforación para poder posteriormente tomar decisiones. En este caso será en qué momento van a desviar la trayectoria del pozo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y se asegura la integridad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 4 cuando yo vi estos datos se me hicieron así sumamente positivos. O sea, recursos prospectivos a la media de 247 millones de barriles. Son 1,000 millones de recursos prospectivos que seguramente después habrá que convertirlos en reservas. Y vemos estos números y los comparamos con los datos que tenían anteriormente. O sea, lo que tenían en la oportunidad B, que mencionó aquí el ingeniero Ricardo Basurto, era menos de a mitad de eso. Entonces a medida que tienen más información, están elevando su expectativa. Ojalá y tengan mucho éxito porque sería una cosa de las más grandes que hemos visto este año. O sea, esa es una de las cuatro oportunidades que detectaron, que es la B, pero falta la A, la C y la D que todavía no están evaluadas y los números son muy grandes. Obviamente no los más grandes de toda la historia, pero sí de los más grandes de toda la historia. Ojalá y tengan mucho éxito.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias. Pues efectivamente es un pozo que puede abrir muchas perspectivas porque está abajo la sal y nos va a permitir conocer también pues cómo están haciendo los reflejos de la sísmica, pero ya calibrados con el pozo. Pues sí, ojalá y tengan éxito. Pero yo cuando hablo de éxito, no hablo de éxito geológico, hablo de éxito comercial, que es lo que nos interesa. Y bueno, con los registros geofísicos, con las pruebas de toma de fluidos está bien. Pero la cuestión es ver cómo fluye porque finalmente es lo que da el éxito comercial. Y los recursos prospectivos son importantes, pero también hay que ver si pueden fluir, si pueden fluir

(Handwritten notes and signatures)



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comercialmente porque están muy alejados. Entonces requiere también una infraestructura potente.

Y por otro lado cuando uno ve la fotografía pues se puede dar cuenta que la torre de perforación está super reforzada y este puede llegar hasta 12,000 metros y va a llegar a 8,000 nada más. Pero se ve super fuerte el equipo y efectivamente pues trae todo un tren de perforación de diferentes pozos. Ojalá y haya una buena sorpresa de éxito comercial que es el que queremos ver y eso ya se verá más adelante porque en la medida que este pueda tener un éxito geológico pues se podría hacer un plan para perforar algunos otros pozos en donde pudieran hacerse pruebas en el mar, lo cual es muy caro porque cuando uno quiere hacer una prueba en el mar tiene que llevar además del barco perforador otro barco de posicionamiento dinámico para recibir los fluidos. Es complicado y es muy caro. Entonces tienen que ir avanzando en la medida de tener mayor certidumbre para después hacer este tipo de planes. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Gracias Comisionado. Adelante.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Me faltó. ¿El pozo Puskon dónde se encuentra? Se encuentra más cercano, ¿no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- No tengo ese dato, pero es de los que está más al sur de la cuenca Salina del Bravo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es un pozo más al Sur. Pero digo, está más cercano respecto a los otros pozos que nos marcaron. Nada más era, porque es un pozo de alta presión y alta temperatura y nada más se me había olvidado. Creo que es más cercano a los que nos marcaron ahí, pero bueno, nada más.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Héctor, por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la misma línea del doctor. Es petróleo ligero. O sea, eso nos va a



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ayudar mucho en la rentabilidad. Aceite de 29° API es petróleo ligero del que más necesitamos. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Si ya no hay más observaciones al respecto, por favor, licenciada Patricia Zorrilla adelante.

DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA ZORRILLA RAMOS.- Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracciones I y II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se autoriza a Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. para realizar la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas Itzcali-SON. Se somete a su consideración el acuerdo Comisionados. Pregunto primero por votos a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.009/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V para realizar la perforación del pozo de sondeo estratigráfico en aguas profundas Itzcali-1SON.

ACUERDO CNH.E.84.009/2022

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracciones I y II de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción IX, inciso 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 Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V para realizar la perforación del pozo de sondeo estratigráfico en aguas profundas Itzcali-1SON.

[Handwritten signatures and initials]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.6 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0310-M-Campo Sini.

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia de los Comisionados, la Directora de Secretariado Técnico dio la palabra al maestro Francisco Castellanos Páez, Director General de Dictámenes de Extracción.

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

“UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Buenas tardes Comisionados y a todos los compañeros. Vamos a pasar a la siguiente lámina para revisar lo que fue el cronograma de atención de este proceso, el cual ingresó el 5 de septiembre del 2022. Posteriormente la Comisión hizo la prevención de información el día 20 de septiembre del mismo año y posteriormente después de una prórroga dio atención Petróleos Mexicano a estas dudas y aclaraciones que requeríamos e información adicional el día 11 de octubre de 2022 y posteriormente en el análisis de la información hubo algunos alcances de información respecto a algunas aclaraciones que se tuvieron y el día de hoy estamos llegando a su presentación del tema, día 22 de noviembre.

Como podemos ver, esta es una asignación que se encuentra ubicada en el estado de Tabasco a 29 kilómetros de lo que es la ciudad de Frontera. Tiene un área de 12.95 kilómetros cuadrados. Su fecha efectiva con lo que se hizo el otorgamiento de esta asignación es el 13 de agosto de 2014. Es por 20 años y es para realizar actividades de extracción, las cuales se están llevando a cabo en dos formaciones que son el Cretácico y el Jurásico Superior Tithoniano y el Kimmeridgiano. Las profundidades oscilan entre los 5,000 y 5,319 metros. El tipo de fluido que se está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

produciendo es aceite volátil y en cuanto a la producción nacional esta está ubicada en el lugar décimo noveno en cuanto a la producción de aceite.

El campo tiene identificadas en este momento cuatro etapas de producción, iniciando el 2013 con la producción del pozo Sini, en lo que es la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano y posteriormente en el 2014 y 2015 se empiezan a incorporar nuevos pozos en lo sería el Jurásico Superior, pasando después a una tercera etapa donde se empieza a identificar una declinación. Esto debido a que el campo empezó a presentar un alto corte de agua en algunos pozos. Y para mitigar esto, el operador lo que hizo fue implementar sistemas artificiales de producción. Posteriormente pasamos en el 2019 a la última etapa que tenemos visualizada, que es una etapa donde empieza a incrementar nuevamente la producción, donde se realizaron tres reparaciones mayores que profundizaron pozos del Cretácico hacia el Jurásico Superior Kimmeridgiano y también se implementaron sistemas artificiales de producción en el pozo Sini-2.

Esta modificación la está presentando el operador ya que tiene en la variación en el número de pozos a perforar, ya que va a perforar cinco pozos adicionales. Esto conlleva también un incremento en lo que sería la inversión y también el periodo de extracción de los volúmenes que quedaron remanentes dentro de los campos en la asignación se incrementa. Y también vemos que, pues van ellos a buscar en algunas zonas bajas en algunas estructuras pozos, volúmenes a recuperar con pozos en reserva 3P.

Nos está presentando dos alternativas. La principal diferencia que existe en ellas es la estrategia de desarrollo, ya que la alternativa 1 que es la que están seleccionando tienen cinco pozos y ocho reparaciones mayores y en la alternativa 2 modifican lo que serían esas cinco reparaciones y les estarían ellos realizando como terminaciones. Esta situación pues resulta que la inversión en perforaciones nuevas es más alta y como podemos ver las dos alternativas pues presentan los mismos volúmenes a recuperar. Entonces la principal diferencia es esa, entre el costo de una reparación mayor y lo que serían perforaciones nuevas. También presentan en esta alternativa ganadora su propuesta de punto de medición de condensado y actualizan lo que sería el Programa Anual de Aprovechamiento de Gas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En esta lámina podemos ver el comportamiento que se tiene en cuanto al plan vigente y lo que sería la propuesta de modificación. Vemos que de la estimación el pronóstico que tenían ellos de los volúmenes a producir pues quedaron en este caso muy arriba. Ellos tenían para lo que es el aceite pronosticado producir 13.25 millones de barriles. En la realidad es que han producido 33.48 y estarían yendo por un volumen remanente de 27.86 millones de barriles.

En el caso del gas tenían 331 miles de millones de pies cúbicos a recuperar. Recuperaron 403 y vemos que ahora van por 214.92. Perdón, estoy leyendo la inversión. Esa era la inversión, perdón. El gas, tenían ellos pronosticado producir 33 miles de millones. Recuperaron 73.62 y la remanente por la que van ahora es de 67.81. Este campo como podemos ver en su pronóstico de producción en las áreas verde oscuro y naranja también un poco más oscuro pues tiene una buena expectativa de producción respecto a lo que se había identificado y presentaron en su momento en la ronda cero. Como podemos ver, en este plan van por cinco perforaciones, ocho reparaciones mayores y van a construir un ducto adicional. Todo esto se adiciona a lo que ya habían realizado ellos en el plan anterior.

El costo total vemos que es de 331.62 millones de dólares, lo cual está dividido el 55.7% en actividades de desarrollo. El resto 42.7% en lo que sería de producción y el abandono sería el 1.7% de este costo total.

En cuanto a las conclusiones y recomendaciones que tenemos, pues este es un campo que viene a la alza. Resulta importante comentarlo y vemos que van a tener ellos información de nuevas terminaciones. Es importante considerar que con esta información pueden actualizar o pueden robustecer lo que sería su modelo de yacimiento, ya que actualmente las estimaciones y los pronósticos de los volúmenes a producir los hacen con lo que serían ecuaciones de declinación, que son los modelos más elementales, y podrían ellos construir modelos de balance de materia y modelos de simulación numérica que podrían fortalecer, dar mayor certeza a sus estimaciones.

En cuanto a la productividad de los pozos, pues ellos tienen actualmente implementado el bombeo neumático



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

autoabastecido. Sin embargo, están ellos tratando de diversificar estos sistemas artificiales, sobre todo porque cuando empiece a declinar bastante la producción el sistema de bombeo neumático autoabastecido pues es un poco costoso y ellos están viendo si pueden implementar bombeo hidráulico tipo jet. Eso es importante.

Y también lo importante sería que sí lo comentan dentro de su documento, pero es importante que refuercen implementar tecnologías que permitan controlar la producción de agua. Inyección de geles, cementaciones como cementos finos, algo que les permita ver si es posible prolongar la vida productiva de los pozos y tener una mayor recuperación de hidrocarburos.

En cuanto a la eficiencia y rentabilidad, pues es importante que continúen haciendo estudios de recuperación secundaria y mejorada, ya que actualmente nos dicen que de acuerdo al estudio que realizaron la inyección de gas y la inyección de agua resultan no viables económicamente. Sin embargo, pues se puede seguir estudiando y se puede buscar tecnologías nuevas que pudieran llevarlos a que se implemente alguno de estos procesos o algún otro diferente que ayude a maximizar el factor de recuperación.

Y por último pues es una conclusión de todo lo que comentamos. Pues que se implementen mejores prácticas en la administración de la declinación de campo, sobre todo porque vemos que a partir del 2033 traen una producción pues muy marginal y pudiera buscarse alguna alternativa que no fuera a través de terminaciones para adelantar la producción, como alguna implementación, alguna terminación doble que permita producir dos intervalos al mismo tiempo y esto pues les ayudaría a acelerar la recuperación.

Y por último tenemos que derivado de todo el análisis técnico presentado se propone el dictamen técnico en sentido favorable con respecto al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la asignación A-0310-M-Campo Sini presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya su vigencia o se presente una modificación posterior. Esto es lo que traemos Comisionados.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias maestro Francisco Castellanos. Adelante por favor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias. Bueno, ahora sí quisiéramos oír muchos de estos ¿no?, y que el pronóstico sea que esté dando mucho más del pronóstico que se tenía dado inicialmente. Tengo nada más una pequeña duda en el sentido que el desarrollo del campo se ha hecho más hacia el sur digamos de la estructura. El desarrollo hacia el norte y donde hay todavía reserva, ¿ese no se tiene previsto? Es nada más la pequeña duda que tengo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Por eso en una de las recomendaciones lo que estamos poniendo es que actualicen todo su modelo estático y dinámico. Yo creo que con las terminaciones que van a hacer ellos y la información que puedan tomar van a poder hacer estudios y recalibrar sus modelos para poder identificar oportunidades, no solo hacia el norte, sino también hacia lo que sería la parte Este y oeste del yacimiento, sobre todo porque está muy compartimentalizado.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ahora sí que hay muchas fallas. Entonces todavía no se tiene previsto hacer un desarrollo hacia el norte de yacimiento, de los yacimientos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Exacto. Yo creo que alimentando su modelo pueden ellos madurar alguna propuesta hacia allá después.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y digamos aquí la mejor práctica que se puede decir, fue los sistemas artificiales de producción. ¿Es lo que mejor les resultó para controlar el agua?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Sí. En el campo cuando se desarrolló, se desarrolló el objetivo principal era Kimmer. Sin embargo, vieron opciones en Cretácico y ahí dejaron varios pozos, el cretácico, no era el mismo potencial del Kimmer. Y a eso se le implementó el bombeo neumático autoabastecido. Sin embargo,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

replantearon la estrategia, profundizaron el Kimmer y la estrategia es Kimmer.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok, pero los sistemas artificiales.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO.- Los sistemas tienen energía, digamos que lo que se instaló en su momento fue porque era un yacimiento del Cretácico depresionado, no era el potencial que tenía Kimmer. Kimmer tiene presión. Y las características del fluido es aceite volátil, tiene una RCA muy alta, entonces tiene el punch.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias, es todo.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias Comisionada. Por favor.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Sin comentarios.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Néstor.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias. Pues sí, efectivamente un aceite volátil de 41° API tiene mucho gas, ¿verdad? y es por eso que se puede plantear el autoabastecimiento del gas del bombeo neumático. Pero yo quiero hacer énfasis de algo que de repente se maneja mucho en reuniones. Y dicen, "es que nos prometieron que el campo iba a producir tanto" y a mí no me gusta la palabra promesa, porque la promesa está basada en el mejor conocimiento del yacimiento en un momento dado y de ahí se hacen los pronósticos y los pronósticos nunca son lo que se piensa que puede ser, porque la realidad va cambiando en la medida que tienen más información. Y me sumo a esta alegría de que digamos pues aquí resultó mejor que lo que habíamos planteado, pero pues puede resultar peor. Pero finalmente pues no puede ser una promesa. Finalmente, eso es lo que el planteamiento de la ingeniería con la información que tenemos en un momento dado nos puede plantear. 41° API y con la producción que se ha obtenido, pues es un gran éxito para el operador.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Pero por otro lado también cuando uno tiene este tipo de fluidos y este tipo de yacimientos ya descubiertos, hay que ir pensando, y está planteado aquí en las recomendaciones, el método de recuperación secundaria y mejorada, cómo generar más valor. Y efectivamente puede ser que en este momento no sea rentable, pero quizá en algún tiempo que haya un desarrollo de tecnología, que haya un mejor precio del condensado, que eso es muy bueno el precio que tiene un aceite de 41° API, pues se pudiera llegar a tener. Entonces creo que hay que estar muy atentos de estas posibilidades porque no son yacimientos que se encuentran a la vuelta de la esquina. 41° API casi, casi no requiere refinarse, pues es buenísimo. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias. Si ya no hay más preguntas y observaciones, por favor, adelante licenciada Patricia.

DIRECTORA DE SECRETARIADO TÉCNICO, LIC. PATRICIA ZORRILLA RAMOS.- 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; 7, fracción III y 44, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por el que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0310-M-Campo Sini. Comisionados, se somete a su consideración el acuerdo. Pregunto primero por votos a favor."

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó la Resolución y el Acuerdo siguientes:

RESOLUCIÓN CNH.E.84.010/2022

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0310-M-Campo Sini.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.E.84.010/2022

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; 7, fracción III y 44 último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por Pemex Exploración y Producción para la Asignación A-0310-M-Campo Sini.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:23 horas del día 22 de noviembre de 2022, el Comisionado Presidente dio por terminada la Octogésima Cuarta Sesión Extraordinaria de 2022 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 la Directora de Secretariado Técnico.

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Alma América Porres Luna
Comisionada

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Patricia Zorrilla Ramos
Directora de
Secretariado Técnico